

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

Desarrollo de un sistema SCADA basado en algoritmo predictivo  
de fallas en generadores eléctricos

**PROYECTO INTEGRADOR**

Previo la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

Presentado por:

**Kevin Isaías Leiton Mendoza**

**Manuel David Pazmiño Tenecela**

**GUAYAQUIL - ECUADOR**

**Año: 2020**

## DEDICATORIA

El proyecto realizado se lo dedico a Dios por siempre acompañarme, guiarme y brindarme oportunidades; a mis padres por su gran esfuerzo y sacrificio por ayudarme a superar cada día; y a mi esposa y mi hijo por su amor, su cariño y animarme en todo momento.

**Kevin Leiton**

Esta tesis de final de carrera se la dedico primero a Dios, a mi mamá por todo su esfuerzo y apoyo incondicional, papá y hermanas, por último, a mi novia por su ayuda.

**Manuel Pazmiño**

## **AGRADECIMIENTOS**

Mi más sincero agradecimiento a Dios por permitirme lograr esta meta; a mis padres por su apoyo incondicional, inculcarme siempre los mejores valores y por su incansable empeño por darme una excelente educación; a los profesores que me transmitieron sus conocimientos, consejos y motivaciones durante mi vida universitaria en especial al Ing. Iván Endara y al PhD Síxifo Falcones por su amistad, asesoría y apoyo en este trabajo de graduación; y a todas las personas que hicieron posible la realización de este proyecto.

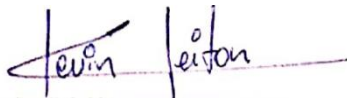
### **Kevin Leiton**

Agradezco a Dios haberme dado la fuerza y vida para poder culminar mi carrera, también a mis padres por estar presentes durante todo este tiempo y haberme dado los valores necesarios para ser quien soy en esta vida.

### **Manuel Pazmiño**

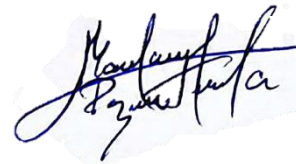
## DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Kevin Isaías Leiton Mendoza* y *Manuel David Pazmiño Tenecela* damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”



---

Kevin Isaías Leiton Mendoza



---

Manuel David Pazmiño Tenecela

## EVALUADORES



---

**Fernando Arturo Vaca Urbano**

PROFESOR DE LA MATERIA



---

**Iván David Endara Vélez**

PROFESOR TUTOR

## RESUMEN

Los mantenimientos como bien sabemos ofrecen una vida útil más larga a una máquina eléctrica, pero existen problemas para identificar las anomalías en los generadores que si no se corrigen a tiempo ocurrirá daños, que puede costar elevadas sumas de dinero debido a que no se conoce su comportamiento de manera continua. Lo que insta a desarrollar un plan de mantenimiento más efectivo, capaz de predecir estas fallas y detectarlas de manera automática e inmediata llegando a crear un mantenimiento predictivo.

Para poder desarrollar este mantenimiento predictivo nos basamos en un algoritmo realizado con la carta de operación de un generador y sus ecuaciones de estabilidad de torque electromagnético, torque mecánico y velocidad. Todas estas variables y sus componentes fueron analizadas con líneas de código y diagramas lógicos de bloques con la herramienta de Simulink en Matlab.

Mediante estos análisis se tuvo como beneficios la anticipación de fallas, como detectar el desgaste de rodamientos debido a vibraciones producidas cuando existen armónicos en la red, diciéndonos que debemos retirar tal anomalía o distorsión para evitar los diferentes tipos de daño que se pudieron predecir. Estos anticipos nos trajeron como resultado un ahorro en repuestos, logrando además reducción de tiempo y costo en el mantenimiento correctivo sin necesidad de parar la máquina en periodos extensos o de emergencia no planificada.

Por ende, la propuesta ofrecida no solo permite predecir daños en los generadores, sino a largo plazo nos ahorrará dinero dirigido a la reparación de daños, reinvertiendo dicha cantidad en mejoras del sistema para brindar confiabilidad y calidad al cliente.

**Palabras Clave:** Mantenimiento, Predecir, Algoritmo, Simulink, Generador

## **ABSTRACT**

*Maintenance as we know, offers a longer lifespan to an electrical machine. However, there are problems in identifying abnormalities in generators which if not corrected in time, will cause a more severe damage costing large spend of money. This is mainly because its behavior is continuously unknown, which implies developing a more effective maintenance plan, capable of predicting these failures and detecting them automatically and immediately, creating predictive maintenance.*

*In order to develop this predictive maintenance, we are based on an algorithm made with the operation chart of a generator and its stability equations for electromagnetic torque, mechanical torque and speed. All these variables and their components were analyzed with lines of code and logical block diagrams with the Simulink tool in Matlab.*

*Through these analyzes, the anticipation of failures was taken into account, such as detecting bearing wear due to vibrations produced when there are harmonics in the network, telling us that we must remove such anomaly or distortion to avoid the different types of damage that could be predicted. These advantages resulted in savings in spare parts, also achieving a reduction in time and cost in corrective maintenance without the need to stop the machine.*

*Therefore, the proposal offered not only allow us to predict damage to the generators, but in the long term it will save us money directed from the reparation of damages, reinvesting this money in system improvements to provide reliability and quality to the client.*

**Keywords:** *Maintenance, Predict, Algorithm, Simulink, Generator*

# ÍNDICE GENERAL

Dedicatoria .....	II
Agradecimientos.....	III
EVALUADORES.....	V
RESUMEN.....	VI
<i>ABSTRACT</i> .....	VII
ÍNDICE GENERAL .....	VIII
ABREVIATURAS .....	XI
SIMBOLOGÍA .....	XII
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	XIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVII
CAPÍTULO 1.....	1
1. Introducción.....	1
1.1 Descripción del problema .....	1
1.2 Justificación del problema .....	3
1.3 Objetivos.....	4
1.3.1 Objetivo General .....	4
1.3.2 Objetivos Específicos.....	4
1.4 Marco teórico.....	5
1.4.1 Generación Eléctrica.....	5
1.4.2 Generador Eléctrico .....	5
1.4.3 Centrales Eléctricas .....	8
1.4.4 Central Termoeléctrica Trinitaria.....	8
1.4.5 Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA).....	11
1.4.6 Dispositivo Electrónico Inteligente (IED) .....	15



1.4.7	Tipos de Mantenimientos .....	16
1.4.8	Introducción a MATLAB/SIMULINK .....	17
CAPÍTULO 2	.....	19
2.	Metodología.....	19
2.1	Análisis de los problemas recurrentes en los generadores eléctricos .....	19
2.1.1	Vibraciones .....	21
2.1.2	Armónicos .....	21
2.2	Métodos de diagnóstico de fallas de máquinas eléctricas .....	21
2.2.1	Máquina de Soporte Vectorial (SVM).....	22
2.2.2	Método Motor Current Signal Analysis (MCSA) .....	23
2.2.3	Técnica de Espectros de Frecuencia de Bandas Laterales .....	23
2.2.4	Vibración en Máquinas Rotatorias .....	24
2.2.5	Método Híbrido para identificar los estados de fallas en Máquinas Rotativas 26	
2.3	Desarrollo Metodológico .....	26
2.3.1	Monitoreo de Condición .....	26
2.3.2	Carta de Operación de la máquina síncrona.....	27
2.3.3	Relaciones de identificación de anomalías en el generador en estado estable 32	
2.3.4	Modelado del Método Predictivo en SIMULINK de MATLAB.....	35
CAPÍTULO 3	.....	43
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	43
3.1	Pruebas para identificar daños en los rodamientos, barras, problemas en el entrehierro y excentricidad.....	43
3.2	Pruebas para identificar daños en el devanado amortiguador y zapata polar ..	44
3.3	Pruebas para identificar daños en los devanados del rotor, desalineación de los ejes del generador y la turbina.....	47

3.4	Pruebas para identificar daños en los devanados del estator, fractura del aislamiento y fundición del núcleo.....	49
3.5	Pruebas para identificar cortocircuitos en los bornes del generador, destrucción de las láminas y daños en los bobinados del estator .....	51
3.6	Pruebas para identificar precalentamiento del estator y rotor, sobrecargas en las líneas y alteraciones de frecuencia cuando existe inestabilidades en el sistema producidas por aumento de reactivos. ....	54
3.7	Pruebas para identificar una inestabilidad en el sistema por la pérdida de excitación causada por algún cortocircuito en los devanados de campo que genera calentamiento en el rotor y estator.....	56
3.8	Pruebas para identificar daños en los rodamientos, desequilibrio del rotor, fatiga mecánica, daños en los cojinetes por un exceso de velocidad fuera de operación. ..	58
3.9	Pruebas para identificar calentamiento en los cabezales por aumento de potencia capacitiva.....	60
3.10	Pruebas para identificar daños en las escobillas .....	62
3.11	Análisis de beneficios.....	67
CAPÍTULO 4.....		68
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	68
4.1	Conclusiones.....	68
4.2	Recomendaciones.....	69
BIBLIOGRAFÍA.....		70
APÉNDICES.....		i
APÉNDICE A.....		ii
APÉNDICE B.....		v

## ABREVIATURAS

CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
EP	Empresa Pública
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SCADA	Supervisión, Control y Adquisición de Datos
HMI	Interfaz Hombre Máquina
IED	Dispositivo Electrónico Inteligente
RTU	Unidad Terminal Remota
Fmm	Fuerza Magnetomotriz
DC	Corriente Directa
UMP	Empuje Magnético Desbalanceado
FFT	Transformada Rápida de Fourier
ANFIS	Sistema de Inferencia Adaptable Neuro Difuso
THD	Distorsión Armónica Total
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
ABB	Asea Brown Boveri

## SIMBOLOGÍA

P	Potencia activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
Fp	Factor de potencia
I <sub>f</sub>	Corriente de campo
V <sub>f</sub>	Voltaje de campo
E <sub>f</sub>	Voltaje de campo inducido
I <sub>L</sub>	Corriente de línea
V <sub>L</sub>	Voltaje de línea a línea
MVA	Mega Voltios Amperios
MWh	Megavatio Hora
kV	Kilovoltio
RPM	Revoluciones por minuto
pu	Por unidad
dB	Decibelios
kg	Kilogramos
m	metros
m <sup>2</sup>	Metros cuadrados
N	Newtons
μF	Microfaradios
A	Amperios
Hz	Hercios
A.C.C	Amperios corriente continua
V.C.C	Voltios corriente continua

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1.1 Clases de rotores .....	6
Ilustración 1.2 Proceso de seguimiento y control. [1] .....	12
Ilustración 1.3 Vista funcional de un IED moderno [1] .....	15
Ilustración 2.1 Tipos de fallas de Máquinas Eléctricas .....	20
Ilustración 2.2 Fallas asociadas al estator .....	20
Ilustración 2.3 Métodos de diagnóstico de fallas. [13] .....	22
Ilustración 2.4 Diagrama de método híbrido de identificación de estados de falla para las maquinas rotativas .....	26
Ilustración 2.5 Carta de Operación del generador síncrono .....	28
Ilustración 2.6 análisis de la zona de sub-excitación .....	31
Ilustración 2.7 Sistema SCADA desarrollado con algoritmo predictivo.....	36
Ilustración 2.8 Diagrama de bloques de la red eléctrica que representa la central termoeléctrica Trinitaria .....	37
Ilustración 2.9 Diagrama de bloques de los elementos que representan los IED .....	37
Ilustración 2.10 Diagrama de bloques del Algoritmo predictivo de fallas.....	38
Ilustración 2.11 Diagrama de bloques que representan el HMI y el monitoreo constante del generador eléctrico .....	39
Ilustración 2.12 Bloque del Algoritmo de identificación mediante la carta de operación. .....	40
Ilustración 2.13 Bloque de relación de pares torsionales.....	40

Ilustración 2.14 Bloque medidor de armónicos.....	41
Ilustración 2.15 Bloque generador de señales para identificar fallas en las escobillas..	41
Ilustración 2.16 Relaciones de identificación de fallas en las escobillas.....	42
Ilustración 2.17 Análisis de pérdida de voltaje en los terminales .....	42
Ilustración 3.1 Ingreso de armónicos a la red .....	44
Ilustración 3.2 Gráfica de las diferentes gráficas al momento de ingresar armónicos ....	44
Ilustración 3.3 Falla de fase A hacia tierra.....	45
Ilustración 3.4 Gráficas de cuando existe una falla de fase A hacia tierra.....	46
Ilustración 3.5 Falla de fase B hacia tierra.....	46
Ilustración 3.6 Gráficas de cuando existe una falla de la fase B hacia tierra .....	46
Ilustración 3.7 Falla de fase C hacia tierra.....	47
Ilustración 3.8 Gráficas de cuando existe una falla de fase C hacia tierra.....	47
Ilustración 3.9 Potencia reactiva en la red .....	48
Ilustración 3.10 Incremento de carga reactiva en el sistema .....	48
Ilustración 3.11 Gráfica de corriente de campo y Voltaje en pu vs tiempo .....	49
<b>Ilustración 3.12 Carga Activa y reactiva en la red.....</b>	<b>49</b>
<b>Ilustración 3.13 Incremento de carga en el sistema .....</b>	<b>50</b>
Ilustración 3.14 Gráficas iniciales del incremento de carga en la red .....	50
Ilustración 3.15 Gráfica del voltaje, corriente de campo y torques del ingreso y salida de la carga.....	51
Ilustración 3.16 Carga que se usara para generar cortocircuito en los bornes.....	52
Ilustración 3.17 Señal de que indica que hay un cortocircuito en los bornes.....	52

Ilustración 3.18 Incremento de velocidad por cortocircuito en los bornes .....	53
Ilustración 3.19 Grafica de la variación de la carga que genera cortocircuito en los bornes .....	53
Ilustración 3.20 Gran demanda de potencia reactiva .....	55
Ilustración 3.21 Señal que indica que hay una inestabilidad en el sistema por aumento de reactivos .....	55
Ilustración 3.22 Gráficas de las diferentes anomalías que ocurre cuando ingresa la carga de reactivos .....	56
Ilustración 3.23 Voltaje de excitación del generador .....	57
Ilustración 3.24 Señal que indica que hay una inestabilidad en el sistema por perdida de la excitación.....	57
Ilustración 3.25 Caída de voltaje .....	57
Ilustración 3.26 Gráfica de inestabilidad por pérdida total del sistema .....	58
Ilustración 3.27 Señal que indica una velocidad incrementada fuera de operación .....	59
Ilustración 3.28 Velocidad elevada por la anomalía que se presenta.....	59
Ilustración 3.29 Gráfica de Voltajes, corrientes y torques al presenciar un aumento de velocidad .....	60
Ilustración 3.30 Carga capacitiva.....	61
Ilustración 3.31 Señal que indica calentamiento en los cabezales .....	62
Ilustración 3.32 Gráfica del voltaje, corriente de campo y torques cuando ingresa y sale la carga capacitiva .....	62
Ilustración 3.33 Resultado de las gráficas ante la perturbación debido a la una anomalía en las escobillas de la fase B .....	63
Ilustración 3.34 Señal que indica una anomalía en las escobillas de la fase B .....	63

Ilustración 3.35 Switch para generar fallas en las escobillas.....	63
Ilustración 3.36 Gráfica de corriente de campo y voltaje terminales en función del tiempo ante la entrada de una falla en las escobillas de la fase B .....	64
Ilustración 3.37 Gráfica del cociente entre el voltaje terminal y la corriente de campo en función del tiempo ante la entrada de una falla en las escobillas de la fase B .....	65
Ilustración 3.38 Gráfica del error relativo del voltaje terminal en función del tiempo ante la entrada de una falla en las escobillas de la fase B .....	66



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Datos Generales del Generador .....	9
Tabla 1.2 Datos de diseño del Generador .....	9
Tabla 1.3 Datos de reactancias del Generador .....	10
Tabla 1.4 Constantes de tiempo del Generador .....	10
Tabla 1.5 Otros Datos Técnicos del Generador .....	10
Tabla 1.6 Datos técnicos principales de la turbina .....	11
Tabla 1.7 Datos del Sistema de Excitación .....	11
Tabla 3.1 Análisis costos y beneficios .....	67

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN

Hoy en día no se dispone de un método que relacione las fallas más recurrentes de los generadores y brinde un procedimiento para tratar las mismas a partir de las mediciones comunes durante la operación continua del equipo. Poder aplicar un sistema óptimo de mantenimiento lograría un gran impacto en la economía de la empresa puesto que disminuiría la inversión resultante en planes de mantenimientos convencionales. Desarrollar un plan de mantenimiento inteligente nos lleva no sólo ahorrar sino a disminuir tiempos fuera de línea y tiempos en hallar la mejor solución en la gestión del mantenimiento de la máquina. Para lograr esto, es necesario recurrir a un sistema SCADA, ya que este sistema nos ayuda a supervisar un proceso mediante una estación central y una o varias unidades remotas con las cuales se hace el respectivo control y la adquisición de datos en tiempo real [1]. Además, debido a que el proceso a controlar se extiende en una amplia área geográfica, en este caso son los sistemas de energía, el sistema SCADA es el más apropiado para que nos ayude adquirir datos operativos de los generadores en la central eléctrica para así lograr un plan de mantenimiento inteligente. Lo que se busca con este método es asegurar que la máquina se encuentre en óptimas condiciones y disponible para el sistema en todo momento sin importar condiciones externas del ambiente.

### 1.1 Descripción del problema

Las pruebas constantes para identificar el estado de equipos y sus componentes son costosas y muchas veces ineficientes, derivando a su vez en gastos excesivos por su periodicidad o su inoportuna aplicación, razón por la cual es necesario conocer de manera continua el comportamiento de generadores y así proveer con un gráfico de evolución en el envejecimiento de sus partes.

Cuando se realiza un mantenimiento ya sea preventivo o correctivo se necesita de un personal que se movilice hacia las máquinas para revisar los tableros de control e inspeccionar los parámetros o variables críticas y descubrir el inconveniente que tiene la máquina y en respuesta hacer cambio, arreglo o reemplazo las partes afectadas de la máquina; además se necesita la movilización de equipos necesarios para realizar las respectivas pruebas y análisis. Cabe recalcar que generalmente no sólo se revisa una máquina, ya que son varias las existentes en una central eléctrica, y aunque generalmente están todas en la casa de máquinas, al ser de gran tamaño, existe la necesidad de caminar varios tramos para realizar el chequeo completo de cada máquina. Y si a todo esto le sumamos que los mantenimientos se deben realizar periódicamente debido a la importancia de la máquina, nos podemos dar cuenta del por qué todos estos planes son costosos [2].

Otro factor a considerar es el nivel de ruido en el cuarto de máquinas, pues en un estudio realizado por Johan Carrillo sobre la determinación del nivel de ruido en el cuarto de máquinas de la central termoeléctrica Guangopolo, en la cual hay trabajadores activos que deben estar pendientes del funcionamiento de las máquinas y velar por el mantenimiento de las mismas, pasando ocho horas laborales diarias, se obtuvo como resultado que existían cuatro puestos de trabajo en el cuarto de máquinas que presentaban un nivel de ruido que sobrepasa los 85 dB (A), valor recomendado establecido en el Decreto Ejecutivo 2393 Reglamento de Seguridad y Salud de los Trabajadores y Mejoramiento del Medio Ambiente de Trabajo [3].

Las necesidades actuales del sector de la energía requieren soluciones que ofrezcan alternativas más flexibles en el campo del mantenimiento, evitando la pérdida de tiempo en reparaciones importantes de daños inesperados o tiempos de mantenimiento de

equipos que pueden no ser necesarios, generando la necesidad de implementar y mejorar tecnologías predictivas, que puede evitar la intervención de una máquina sólo cuando se muestran signos de desgaste o modificación de sus características mecánicas.

Entonces surge muchas interrogantes del cómo detectar el momento en que inicia una falla, o en el caso de no ser una anomalía, cómo saber si es una asimetría que viene de fábrica. Por otro lado, no sólo basta identificar, pues el gran problema es conocer las variables que brindan mejores indicadores de falla; además de eso, es importante implementar un método eficiente para medir esas variables. La única manera de saber lo anteriormente mencionado es conocer bien la máquina para así brindar a los operadores un mejor diagnóstico de la situación sea en condiciones normales o fallas [4].

### **1.2 Justificación del problema**

Se sabe que el generador es la unidad fundamental e indispensable en una central eléctrica, por cuanto es necesario prever las posibles fallas, ya que estas traen consigo procedimientos costosos. Razón por la cual, para garantizar su funcionamiento, las empresas invierten en planes de mantenimiento preventivo y correctivo permanentes. Estar pendiente de la máquina es de suma importancia, por ello se necesita monitorear sus condiciones constantemente para así reducir o en el mejor de los casos eliminar las posibles condiciones anormales. Para evitar que un generador falle o salga de línea es necesario identificar con seguridad las variables que influyen de manera crítica en el generador. Además, no sólo basta identificarlas, sino que se deben relacionarlas para con esta información generar un procedimiento que resulte en la mejora en el funcionamiento y evitar el desgaste en la vida útil de la máquina, corrigiendo estas fallas en el menor tiempo posible, resultando así en un mayor ahorro.

Por lo tanto, considerando el personal y los equipos necesarios a movilizar para realizar un chequeo completo de las máquinas, el recorrido que hay que hacer para alcanzar a revisar todas las máquinas (procedimiento que resta tiempo para brindar una solución inmediata ante la situación de la máquina), y el adicional del nivel de ruido en el cuarto de máquinas que debe tolerar el personal que vela por el mantenimiento de los generadores, se da la necesidad de que se estas máquinas se puedan monitorear y controlar desde un lugar que no produzca daños en la salud del personal y que esté equipado para brindar análisis, reportes y procedimientos a seguir ante incidencias de la máquina en el menor tiempo posible, logrando así un sistema moderno que brinde a los operadores y a la empresa la seguridad de que sus máquinas estarán protegidas y así logran aumentar la eficiencia de producción, minimizando los tiempos fuera de línea provocadas por daños en las partes de la máquina o por falsas alarmas [5].

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Elaborar un sistema de monitoreo mediante algoritmos como método estratégico para reducir costos y optimizar la funcionalidad de los generadores.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- Desarrollar un Sistema SCADA para monitorear un generador eléctrico.
- Determinar las variables que influyen de manera crítica en las distintas partes de un generador eléctrico y su operación óptima para limitar las afectaciones en los equipos por agentes externos.
- Demostrar la influencia positiva que se obtendría al introducir un sistema inteligente de mantenimiento de generadores en una central térmica mejorando los beneficios económicos.

## 1.4 Marco teórico

### 1.4.1 Generación Eléctrica

Consiste en convertir o transformar un tipo de energía, sea cinética, térmica, mecánica, eólica, entre otras, en energía eléctrica.

Para poder lograr esto acudimos a las denominadas centrales eléctricas, las cuales toman el nombre dependiendo del lugar y la energía que utilizan para transformar a eléctrica; por ejemplo, la central térmica Trinitaria que es la que transforma energía térmica en eléctrica. Para lograr esto, es primordial el uso del generador eléctrico [6].

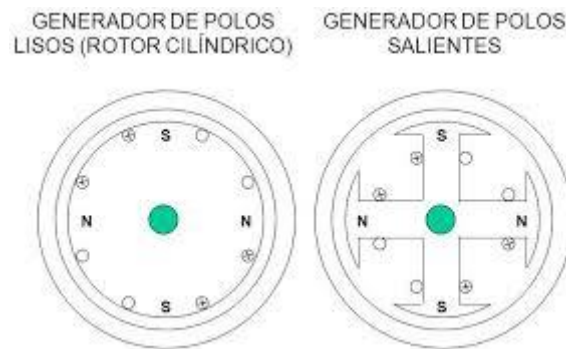
### 1.4.2 Generador Eléctrico

Como se sabe los generadores eléctricos constan básicamente de dos partes principales: rotor y estator [7].

- **Estator (Inducido).** – es un elemento no móvil encargado de despachar la corriente eléctrica. Para generar dicha corriente el estator se interrelaciona con el campo magnético que produce el rotor. Consta de partes mecánicas como la coraza, núcleo, terminales y el bobinado, y los devanados del estator se pueden conectar de diferentes maneras, usando las conexiones típicas existente: conexión en estrella o conexión en delta.
- **Rotor (Inductor).** – es la parte móvil de la máquina, la cual está montada sobre un eje que le permite girar libremente. Por lo general contiene las bobinas del devanado de campo, el cual inducirá el voltaje en las bobinas de la armadura (estator).

Existen dos clases de rotores, llamados: rotor de polos salientes, contruidos por polos laminados; y rotor cilíndrico,

también denominado rotor liso o simplemente polos lisos, que pueden operar corrientes de campo muy altas. El primero utilizado en operación a baja velocidad y el segundo al tratarse de velocidades altas.



**Ilustración 1.1 Clases de rotores**

No obstante, no son las únicas partes del generador, también están las escobillas (pequeñas piezas metálica o de carbón) que son las encargadas de exteriorizar la corriente generada. Esta corriente invierte su sentido cada vez que el inducido da medio ciclo eléctrico; en el momento que sucede esto, la intensidad de la corriente aumenta desde cero hasta un máximo, para luego disminuir hasta llegar a cero y repetir un nuevo ciclo.

En definitiva, la manera básica en que opera un generador de corriente alterna consiste en un bobinado que se encuentra en la parte móvil (rotor) libre de girar en un campo magnético, este bobinado se denomina devanado de campo. El rotor gira gracias a un elemento denominado primo motor, que generalmente es una turbina accionada por energía mecánica obtenida de otra fuente de energía.

Para generar el campo magnético que causará que se induzca la electricidad en el devanado de armadura, lo podemos lograr por

medio de un imán permanente, el cual puede formar parte del rotor o del estator.

Adicionalmente, en lugar de usar un imán permanente es más efectivo utilizar un campo electromagnético producido por medio del devanado de campo o también llamado el campo. Este devanado de campo es un devanado inductor encargado de generar el campo magnético principal de la máquina, el cual es alimentado con una fuente de corriente continua y que se conecta a anillos rozantes, los cuales mediante las escobillas llegan al estator [7].

### **Sistemas de Refrigeración**

Para generadores de gran capacidad los tipos de refrigeración más usados son los siguientes tipos:

- Refrigeración sumergida en aceite y por aire forzado (OA/FA). – consiste en extraer el aire caliente mediante un ventilador, también consta de un radiador el cual mantendrá la temperatura del aceite en el cual está sumergido, este método es más empleado en lugares donde existe mucha suciedad de tipo arenosa.
- Refrigeración por agua (OW). – este tipo de enfriamiento es uno de los más usados en el mercado ya que este recorre el agua por dentro del generador extrayendo el calor de los bobinados llevándolo al radiador el cual es enfriado mediante un ventilador muy parecido al sistema de los vehículos. Esta refrigeración no se recomienda usarla en zonas con polvo o partes donde los climas sean fríos porque se congelará llevándonos a usar refrigerantes más resistentes.



### **1.4.3 Centrales Eléctricas**

Son instalaciones que transforman energía mecánica producida de otras fuentes de energía, en energía eléctrica.

Dependiendo del tipo de energía primaria a transformar, tenemos diferentes tipos de centrales. Para nuestro estudio nos enfocaremos en Centrales Termoeléctricas las cuales son instalaciones en las cuales la fuente que se necesita para la producir energía mecánica que moverá el rotor del generador se obtiene del vapor generado en una caldera. El calor generado en la caldera se lo puede obtener mediante la combustión del gas natural, carbón o fuel; provocando que el vapor obtenido por el calentamiento del agua tenga una gran presión que se conduce hacia la turbina, para que su expansión logre mover los álabes que a su vez moverán el rotor del generador, produciendo energía eléctrica en el estator [6]. Hay dos tipos de centrales termoeléctricas:

- Ciclo convencional
- Ciclo combinado

### **1.4.4 Central Termoeléctrica Trinitaria**

Es una central a vapor ubicada en el cuadrante suroeste de la ciudad de Guayaquil, cooperativa Santiaguito Roldós, parroquia Ximena, con capacidad nominal de 156,5 MVA perteneciente a CELEC EP unidad de negocio Electroguayas, central que surgió de un concurso de ofertas de compañías españolas debido a la gran demanda energética en el país que provocaba tomar medidas emergentes para cubrir sectores importantes como lo es la ciudad de Guayaquil. Financiada por el gobierno de España con un monto de 21.359'702.632 sucres, la empresa contratista BABCOCK & WILCOX ESPAÑOLA inicia la construcción de la central en octubre de 1994 y entró en operación en noviembre de 1997 [8].

La central se encuentra conectada al Sistema Nacional Interconectado (SNI) al cual actualmente contribuye con 133 MWh, los mismo que son distribuidos para controlar la estabilidad y las cargas en zonas de gran importancia para la ciudad de Guayaquil.

#### 1.4.4.1 Datos técnicos principales del Generador de la central Trinitaria

A continuación, se presentan los datos principales del generador y la turbina [9].

**Tabla 1.1 Datos Generales del Generador**

<b>DATOS GENERALES</b>	
Fabricante	ABB-Asea Brown Boveri
Tipo	WX18Z-090LL
Número de Polos	2
Número de Fases	3
Conexión del Devanado del Estator	Estrella
Clase de aislamiento del Estator	F
Clase de aislamiento del Rotor	F
Norma de Fabricación	IEC
Aumento de la Temperatura según la Clase	B

**Tabla 1.2 Datos de diseño del Generador**

<b>DATOS DE DISEÑO</b>	
Potencia Nominal Aparente	156,5 MVA
Potencia Nominal Activa	133,025 MVA
Factor de Potencia Nominal	0,85
Voltaje Nominal (fase-fase)	13,8 KV
Rango de operación de voltaje	±5%
Corriente Nominal (por fase)	6.547 A
Frecuencia Nominal	60 Hz
Velocidad Nominal	3600 RPM

**Tabla 1.3 Datos de reactancias del Generador**

REACTANCIAS	
Reactancia sincrónica eje-directo	* $X_d=212\%$
Reactancia transiente eje-directo	** $X'_d=18,7\%$
Reactancia subtransiente eje-directo	** $X''_d=11,4\%$
Reactancia de secuencia negativa	* $X_2=16,7\%$
Reactancia cero	* $X_0=7,0\%$
Relación de cortocircuito	** $k_0=0,51$
Impedancia nominal ( $U_N^2/S_N$ )	$Z_N=1,22 \Omega$

\*Valores no saturados

\*\*Valores saturados

**Tabla 1.4 Constantes de tiempo del Generador**

CONSTANTES DE TIEMPO	
Constante de tiempo transiente de cortocircuito	$T'_d=0,78 \text{ s}$
Constante de tiempo subtransiente de cortocircuito	$T''_d=0,017 \text{ s}$
Constante de tiempo de circuito abierto	$T''_{d0}=7,7 \text{ s}$

**Tabla 1.5 Otros Datos Técnicos del Generador**

DATOS TÉCNICOS	
<b>Carga balaceada:</b>	
Corriente de secuencia negativa continua máxima permisible, $i_2$	0,8 pu
<b>Regulación de voltaje:</b>	
En 4/4 Carga y factor de potencia nominal	0,4 pu
<b>Capacitancia:</b>	
De devanado del estator contra el núcleo del estator (por fase)	0,406 $\mu\text{F}$
<b>Torques:</b>	
Momento de inercia	2.830 $\text{kgm}^2$
Torque máximo de cortocircuito	4.729 $\text{kNm}$

**Tabla 1.6 Datos del Sistema de Excitación**

SISTEMA DE EXITACIÓN	
<b>Datos de la Excitación del Generador</b>	
Corriente de excitación vacío (Ifo)	389 A.C.C.
Voltaje de excitación en vacío	81 V
Corriente de excitación nominal (Ifn)	1.063 A.C.C.
Corriente de excitación máxima permanente (Ifdd)	1.073 A.C.C.
Tensión de excitación nominal (Ufn)	298 V.C.C.
Resistencia del Rotor a 20°C (Rf)	0,209 ohm
<b>Datos del sistema de excitación</b>	
Corriente de excitación máxima permanente con Temperatura Ambiente $\leq 40^{\circ}\text{C}$ (Ifd)	1.170 A.C.C.
Tensión de techo Ufpl	804 V.C.C.

**Tabla 1.7 Datos técnicos principales de la turbina**

TURBINA	
Fabricante	ABB
Tipo	DK2Y-186 / Tipo acción y reacción.
Presión Ppal de vapor	140 kg/cm <sup>2</sup>
Potencia	133 MW
Velocidad	3600 RPM

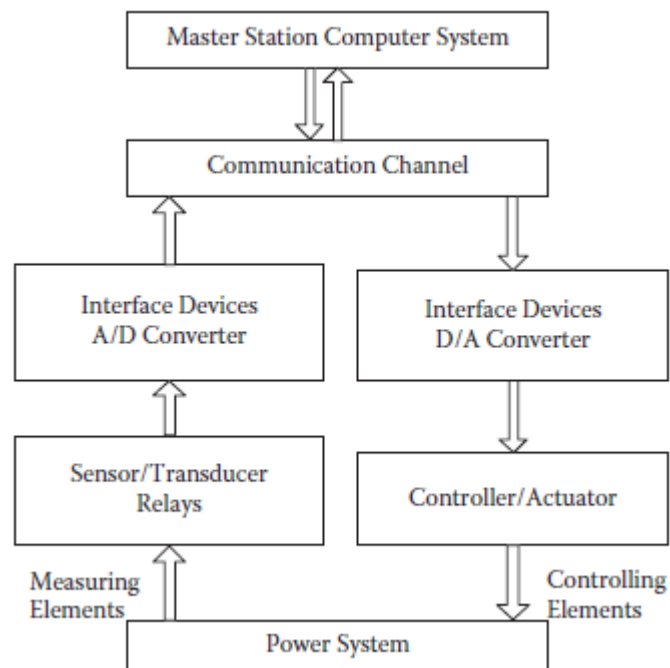
#### 1.4.5 Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)

La Supervisión, Control y Adquisición de Datos no es una tecnología concreta sino un compendio de programas. Esto se refiere a que cualquier aplicación que pueda adquirir datos operativos sobre un sistema a controlar y optimizar puede ser conceptualizado como una aplicación SCADA. En otras palabras, es un sistema que nos ayuda a supervisar un proceso mediante una estación central (estación maestra o unidad terminal maestra) y una o varias unidades

remotas (RTU) con las cuales se hace el respectivo control y adquisición de datos en tiempo real [10]. Cabe recalcar que la aplicación o proceso a controlar debe extenderse en una amplia área geográfica, como por ejemplo los sistemas de energía.

Llevar a cabo un sistema SCADA implica dos actividades principales:

- Adquisición de Datos (monitoreo), supervisión y control de un proceso.
- Automatizar el monitoreo en un cuarto para que así el operador pueda ver el proceso completo en una consola con la información requerida y actualizada.



**Ilustración 1.2 Proceso de seguimiento y control. [1]**

Esto lleva consigo realizar los siguientes pasos:

1. Recolección de datos del campo.
2. Convertir los datos para poder transmitirlos.
3. Agrupar los datos en paquetes.
4. Transmitir los paquetes de datos a través de medios de comunicación.

5. Recibir los datos en la estación maestra.
6. Decodificar los datos.
7. Visualizar los datos.

El seguimiento de los pasos mencionados se los aprecia de mejor manera en la Ilustración 1.2 Proceso de seguimiento y control.

Ahora bien, no basta con sólo ver la información del proceso, se debe tener la oportunidad de operarlo; por lo que es necesario automatizar el proceso de control en el cual debemos asegurar que el comando emitido por el operador del sistema realice la acción adecuada en los equipos de campo. Para lograr esto es necesario realizar los siguientes pasos:

1. El operador inicia el comando de control.
2. Agrupar el comando de control como un paquete de datos.
3. Transmitir el paquete de datos a través de los medios de comunicación.
4. El dispositivo de campo recibe y decodifica el comando de control.
5. La acción de control se inicia en el campo utilizando la actuación apropiada del dispositivo.

#### **1.4.5.1 Componentes de un sistema SCADA**

Un sistema SCADA consta de cuatro componentes que son:

- RTU: son los equipos ubicados en el campo que monitorean el entorno, procesan y transmiten los datos relevantes a la estación maestra. Son los ojos, oídos y manos de un sistema SCADA.
- Sistema de comunicación: canales de comunicación que interconectan a los equipos de campo y la estación maestra. Su única limitante es la velocidad del ancho de banda del canal por el que se transmiten los datos.

- Estación Maestra: son un conjunto de equipos que permiten a los operadores monitorear el proceso y controlarlo.
- Human Machine Interface (HMI): es la interfaz requerida para que los operadores o usuarios SCADA interactúen con la estación maestra.

#### **1.4.5.2 Funciones básicas de un sistema SCADA en un sistema de potencia**

Las funciones son básicamente cinco:

- Adquisición de datos: se recolecta datos (analógicos, digitales y de pulso) de todo tipo del sistema de energía mediante el uso de sensores y otros equipos.
- Control Remoto: es tener el control sobre todas las variables del campo requeridas por el operador en la sala de control.
- Interfaz hombre-máquina
- Análisis de datos históricos: se realiza análisis posteriores al evento utilizando datos disponibles después de que el evento haya sucedido.
- Redacción de informes: es necesario generar varios informes debido a los diferentes niveles de gestión y los diferentes departamentos de la empresa.

Las funciones de un sistema SCADA en un sistema de energía se la pueden aplicar en diferentes campos, tales como: generación, transmisión y distribución.

Para el interés de este documento sólo mencionaremos las funciones SCADA en generación.

#### **1.4.5.3 Funciones Avanzadas de un sistema SCADA para generación**

Además de las funciones básicas de un sistema SCADA mencionadas anteriormente, se incluyen las siguientes funciones en generación:

- Control Automático de generación (AGC)
- Cálculo de Despacho Económico (EDC)
- Programación de transacciones de intercambio (ITS)
- Evaluación de transacción (TE)
- Compromiso de la unidad (UC)
- Pronóstico de carga a corto plazo (STLF)
- Coordinación hidrotérmica

### 1.4.6 Dispositivo Electrónico Inteligente (IED)

La definición estándar para nombrar a un IED simplemente es cualquier dispositivo incorporador con uno o más procesadores cuya capacidad sea de recibir y enviar información hacia una fuente externa.

El diagrama de bloques típico de un IED se muestra en la Ilustración 1.3.

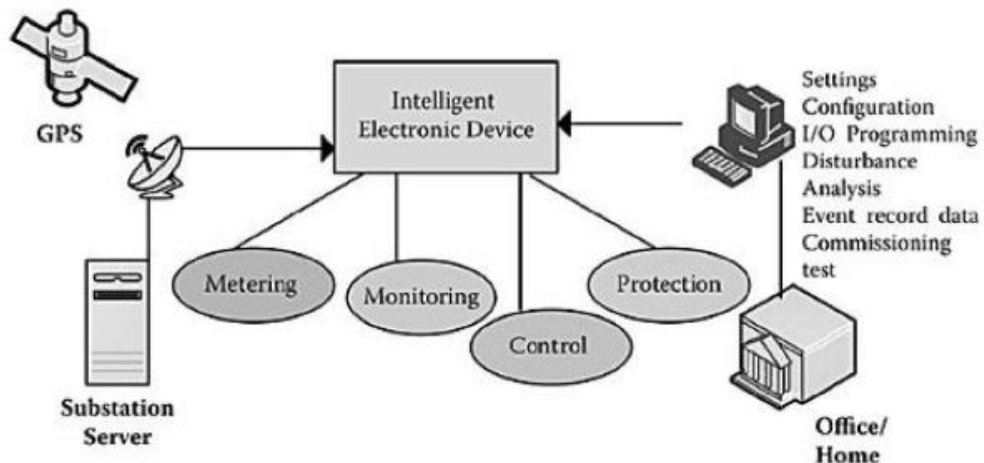


Ilustración 1.3 Vista funcional de un IED moderno [1]

### 1.4.7 Tipos de Mantenimientos

Los mantenimientos más comunes que se utilizan para minimizar los costos de fallas en máquinas son los llamados



mantenimiento correctivo y preventivo, pero estos no son siempre suficientes, ya que al momento de evitar alguna mala operación necesitaremos el mayor apoyo y protección que podamos tener; en este caso utilizaremos otro tipo de mantenimiento llamado predictivo que se generaliza por el monitoreo mecánico, es decir, requieren de instrumentos a ser implementados, como sensores o medidores de vibración debido a que cada máquina tiene su vibración y ruido propio con lo cual podemos dar el diagnóstico de si está funcionando en perfecto estado o con algún tipo de error.

#### **1.4.7.1 *Mantenimiento Correctivo***

Es el mantenimiento que se le da a la maquina cuando ésta sufre algún tipo de falla. Es uno de los mantenimientos generalmente usados cuando no es de importancia el equipo a usar, normalmente lo realizan personas particulares.

#### **1.4.7.2 *Mantenimiento Preventivo***

Este mantenimiento recibe este nombre debido a que su principal función es evadir o precaver las fallas de las máquinas para aumentar su tiempo de vida, mejorando así las pérdidas de dinero por mantenimiento correctivo, ya que este consiste principalmente en revisiones periódicas programadas según el equipo que se esté usando. Otra de las ventajas es que mejoramos la calidad y confiabilidad a la utilidad a la cual se está prestando servicio.

#### **1.4.7.3 *Mantenimiento Predictivo***

Como ya lo hemos hablado este mantenimiento se centra en analizar los estados mecánicos del equipo mediante vibración o parámetros propios de la maquina en estado normal con la meta de evitar estos problemas antes de que ocasione una anomalía en el sistema minimizando significativamente los costos de reparación.

## **1.4.8 Introducción a MATLAB/SIMULINK**


### **1.4.8.1 MATLAB (MATrix LABoratory)**

Es un software que nos permite resolver problemas científicos y de ingeniería, por ende, permitirá un aprendizaje gracias al procesamiento de señales e imágenes, diseño de control, comunicaciones, entre otras opciones. Todo esto mediante un lenguaje basado como su nombre lo indica, en matrices. Es un software que nos permite crear funciones y programas propios en código Matlab denominados M-archivos. Además, los programas creados se los puede agrupar en Toolbox o librerías que son colecciones especializadas de M-archivos [11].


### **1.4.8.2 SIMULINK**


Es una Toolbox especial de Matlab que sirve para simular sistemas dinámicos, un entorno de programación visual, diferente y de más alto nivel que la programación en M-archivos (extensión .m). SIMULINK genera archivos con extensión de modelo (.mdl).

### **1.4.8.3 Implementación de simulaciones en SIMULINK**

SIMULINK al ser una toolbox de MATLAB, necesita primero ejecutar Matlab para luego ser inicializado. Hay dos maneras de inicializarlo: escribiendo en el Command Windows `>>simulink` o dando clic en el icono  en la pestaña *HOME* de la barra de herramientas.

Para crear un modelo, se requiere de una memoria matemática del sistema a simular, esta memoria es una descripción de un conjunto de ecuaciones diferenciales y algebraicas. Para esto hay identificar correctamente cuales son las variables dependientes y cuales son independientes en el sistema. Luego de esto procedemos a realizar la programación dinámica en la que SIMULINK nos da una variedad de bloques de funciones y plantillas que se encuentran en diferentes bloques de librerías. Para acceder a estos bloques, lo hacemos

mediante el ícono . Dejamos en el lector la tarea de investigar cada bloque que requiera utilizar en la versión más reciente de SIMULINK.

Una vez implementado el modelo de un sistema, antes de ejecutarlo, hay que elegir un método de integración y establecer sus condiciones de ejecución. Para esto nos dirigimos a la pestaña Simulation y elegimos la opción Model Configuration Parameters o su equivalente dar clic en el ícono . En este menú, seleccionando el módulo Solver en la opción Solver selection, tenemos los diferentes solucionadores de ODEs. Entre estos están los siguientes:

- Ode45: método recomendado como el de primera prueba.
- Ode23: Puede ser más eficiente que ode45 cuando las tolerancias son amplias.
- Ode113. método multi paso recomendado cuando la evaluación de la función toma demasiado tiempo y las tolerancias son estrechas.

La tolerancia, es el rango de error permitido en cada medición realizada, la cual es utilizada por el método de integración seleccionado para así controlar el nivel de error relativo en cada toma de datos. Generalmente en las simulaciones el error de tolerancia está dado en un rango desde  $1e^{-3}$  hasta  $1e^{-6}$ . Estos valores serán agregados en el módulo Solver, en la opción Solver details en la barra de Relative tolerance.

Finalmente se necesitará especificar el tiempo de inicio y de parada de la simulación. Esto se ingresará en el módulo Solver, en la opción Simulation time.

# CAPÍTULO 2

## 2. METODOLOGÍA

### 2.1 Análisis de los problemas recurrentes en los generadores eléctricos

Con la finalidad de carecer de errores y fallas para así lograr que los generadores eléctricos operen de forma continua para garantizar la disponibilidad total del sistema en todo su rango de funcionamiento, llegamos a la necesidad de conocer técnicas de medición que permitan no sólo detectar fallas, sino que eviten que la máquina salga de operación.

- **Perturbaciones:** son aquellos defectos externos a la máquina.
- **Fallas:** son los defectos internos a la máquina.

Los defectos externos son aquellos que ocurren fuera de la zona de protección de la máquina, en su defecto los que ocurren dentro de la zona de protección son internos.

De acuerdo con [12], las múltiples fallas y perturbaciones, destacan:

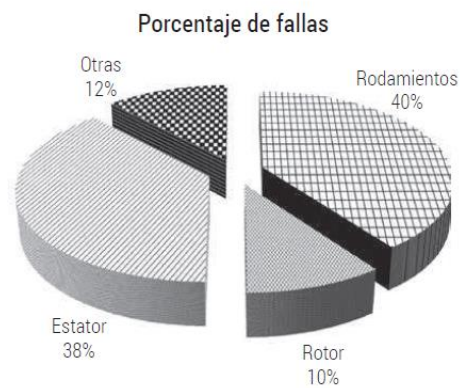
- Sobretensiones
- Subtensiones
- Sobrecargas
- Oscilaciones de potencia
- Cortocircuitos
- Fase abierta

Fallas comunes de una máquina eléctrica de acuerdo con [13] [14] [15] son:

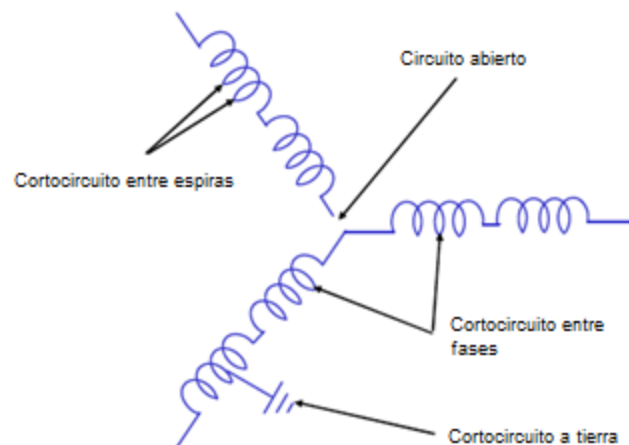
- Fallas en rodamientos
- Roturas en barras de rotor

## 2.1. Metodología - Análisis de los problemas recurrentes en los generadores eléctricos

- Fallas en el cuerpo del rotor
- Desalineamiento de rotor
- Desalineamiento en rodamientos
- Pérdidas de lubricación en rodamientos
- Desbalances mecánicos o térmicos de rotor
- Falla de circuito abierto
- Corto circuito entre espiras de la misma fase
- Corto circuito entre devanados de distintas fases
- Corto circuito entre una o más fases y tierra.



**Ilustración 2.1 Tipos de fallas de Máquinas Eléctricas**



**Ilustración 2.2 Fallas asociadas al estator**

### **2.1.1 Vibraciones**

Se sabe que existe tres fallas mecánicas que se presentaran en los generadores eléctricos los cuales son de desequilibrio, rodamientos y desalineación. Esto se debe a que estas máquinas siempre estarán en movimiento, por lo que se originarán fricciones que darán paso a las vibraciones que producirán anomalías en el equipo, por lo general son las fallas más comunes que se producen en una máquina eléctrica. [16]

Las fallas antes mencionadas producen deformaciones en el entrehierro, dando lugar al fenómeno conocido como excentricidad. Tanto la excentricidad dinámica y estática producen los mismos efectos en el funcionamiento de las máquinas:

- Existencia de armónicos con frecuencias elevadas y bajas localizadas en el espectro de las corrientes del estator.
- Existencia de fuerzas que se manifestaran como pulsaciones eléctricas que ocasionan vibraciones.
- Vibración elevada en la máquina.

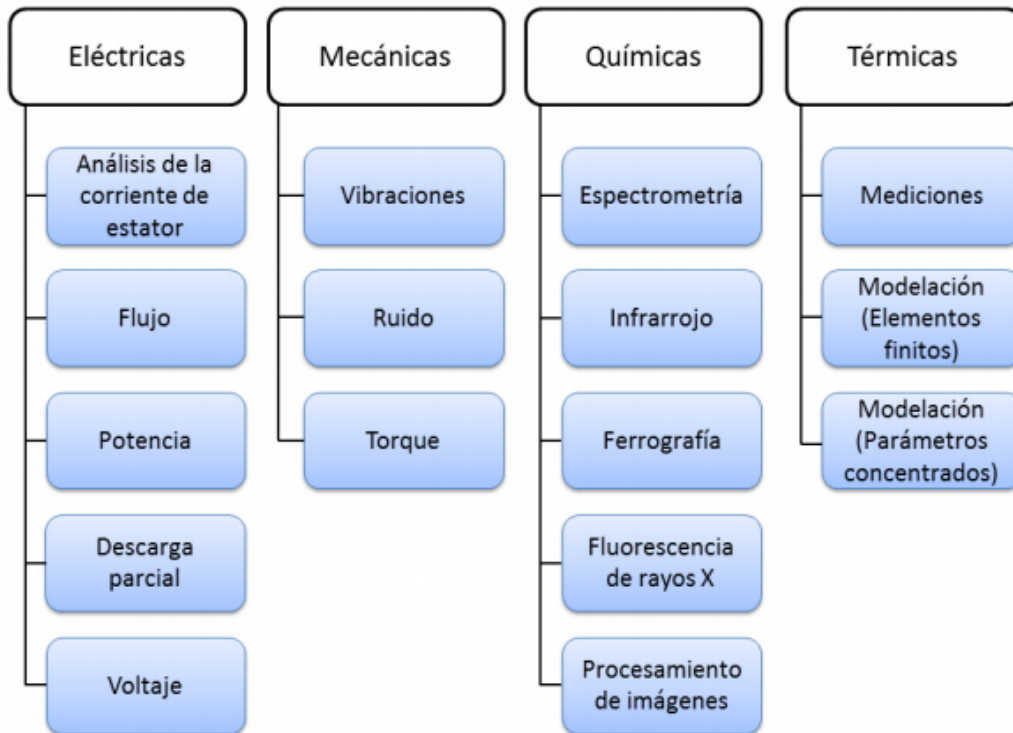
### **2.1.2 Armónicos**

Los armónicos causan vibración en máquinas rotativas, por otra parte, [17] menciona que existen armónicos de secuencia negativa que se localizan en el rotor que inducen una fuerza magnetomotriz (fmm) que tienen una frecuencia diferente a la onda generada de la fmm por la corriente nominal de carga. Cuando estas corrientes se relacionan con el rotor producen torque con diferentes frecuencias generando acciones pulsantes que dañan al tren de la turbina.

## **2.2 Métodos de diagnóstico de fallas de máquinas eléctricas**

Son variados los indicadores de condiciones de fallas que nos facilitan distinguir el estado actual de las máquinas eléctricas. Según

Seyed Mortazavizadeh [13] se puede separar en cuatro grupos los métodos de análisis:



**Ilustración 2.3 Métodos de diagnóstico de fallas. [13]**

### 2.2.1 Máquina de Soporte Vectorial (SVM)

Support Vector Machines según Mauricio Valdés [18] es una técnica de aprendizaje supervisado que a través de su sistema de implementación “uno contra el resto” clasifica el estado de la máquina en 4 distintas clases: “sano”, “falla clase 1”, “fase clase 2” y “falla clase3”, recibiendo como entrada los atributos de falla. Estos atributos se obtienen tanto de un conjunto de distintas frecuencias de falla (obtenidas de la transformada de Fourier de las señales de entrada) como de las amplitudes de corrientes de campo y estator, y se caracterizan por poseer la información suficiente para que la SVM pueda resolver el problema de clasificación planteado.

### **2.2.2 Método Motor Current Signal Analysis (MCSA)**

Es una técnica basada en el monitoreo de las corrientes de estado de una máquina eléctrica. La máquina, actúa como un transductor bilateral, convirtiendo las vibraciones mecánicas en perturbaciones a las señales eléctricas.

Una particularidad de este método es que no es invasivo, por lo que puede usarse por sí solo o en conjunto con otros métodos de diagnóstico de fallas.

MCSA opera sobre el principio de que los circuitos de la máquina sincrónica pueden verse como un transductor. Así, al usar un sensor de corriente de efecto Hall1 en el circuito primario o en el secundario, pueden ser observadas fluctuaciones.

Investigaciones han demostrado que, al ocurrir una falla en el rotor, se producen armónicas de flujo en el entre hierro. Estos flujos crean componentes armónicas en las corrientes inducidas de los devanados del estator. Luego, si se analizan las corrientes de estator mediante técnicas avanzadas de análisis de señales es posible extraer información de estos armónicos y relacionarlos con la presencia de una falla. De esta forma es posible estimar si la máquina está en condiciones para seguir operando o no. [18]

### **2.2.3 Técnica de Espectros de Frecuencia de Bandas Laterales**

Según Flores y Aslaín [16] esta técnica básicamente es un análisis espectral de corriente de fase medida mediante la transformada rápida de Fourier (FFT) contenida en equipos de medición que poseen dicha función.



## 2.2. Metodología - Métodos de diagnóstico de fallas de máquinas eléctricas

El problema con esta técnica es que realizada mayor énfasis en la detección de fallas en los motores mas no en generadores. Pero debido a que en funcionamiento son muy parecidos se la puede tomar en cuenta para aplicarlo en generadores.

Para llevar a cabo esta metodología se la realizó en laboratorio mediante grupo “motor DC – generador síncrono de polos salientes”, con el objetivo de tener mediciones; para lo cual se desalineo intencionalmente el grupo motor-generador.

Como resultado se obtuvieron gráficos de corriente vs frecuencia en los que se comparó los resultados para diferentes porcentajes de su carga nominal y sin carga cuando el grupo motor-generador estaba desalineado. A partir de las comparaciones se observó que, al aumentar la carga del motor, aumentan las magnitudes en dB de las frecuencias de las bandas laterales. Además del resultado en el espectro de mayor frecuencia, se aprecia un incremento en las frecuencias de los armónicos impares de la fundamental.

Como conclusión se obtuvo que el método de diagnóstico de fallas no es destructivo y que puede ser realizado en operación.

### **2.2.4 Vibración en Máquinas Rotatorias**

A través de los años, se han empleado diferentes técnicas de detección del estado de las máquinas. Las vibraciones han sido una de las formas más utilizadas como un indicador del estado técnico de las máquinas en general, pudiéndose a través de la medición de vibraciones, detectar e identificar fallos ya desarrollados o en período de desarrollo prematuro.

Para mencionar algunos de los causales de vibraciones en las máquinas eléctricas, se puede precisar que por su diseño poseen

pequeños entrehierros entre el rotor y el estator, que pueden significar un 0.2 % del radio interno del estator. Según unas mediciones realizadas en generadores hidráulicos, muestran que todos ellos poseen algún tipo de asimetría en el entrehierro, las cuales distorsionan la distribución y la densidad del flujo produciendo fuerzas de atracción entre estator y el rotor, conocido como empuje magnético desbalanceado o UMP, el cual afecta la estabilidad de la máquina produciendo vibraciones que pueden atentar contra la vida útil de la misma, originando desgastes en sus estructuras [4].

El estudio de las vibraciones en múltiples aplicaciones ha ocupado un lugar importante a nivel de investigación científica. En el caso de las vibraciones en las máquinas rotativas ha servido como referente o indicador del comportamiento mecánico y eléctrico de ellas, para establecer cuando se sobreviene algún tipo de falla o condición que pueda poner en riesgo su integridad.

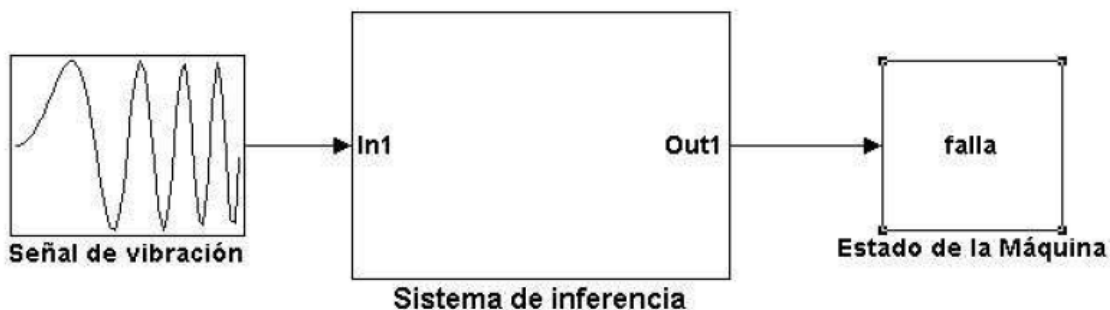
Dentro de los fenómenos que causan vibraciones en las máquinas eléctricas se encuentra el Empuje Magnético Desbalanceado cuyas siglas en inglés son UMP (Unbalanced Magnetic Pull), el cual se deriva de las asimetrías de las partes móviles y estáticas de sus componentes, produciendo un desplazamiento entre los ejes del estator y el rotor, que en condiciones ideales deberían estar alineados. Esta característica se denomina excentricidad.

Es relevante, por tanto, conocer cómo las vibraciones son inherentes a cualquier sistema mecánico, inclusive a las máquinas rotativas. A su vez que a través de un patrón de vibraciones puede establecerse una firma distintiva que pueda servir como referente para la detección de una falla, que con la ayuda de técnicas de identificación o de procesamiento de señales, podrían ser punto de partida para anticiparse a la ocurrencia de un daño en los equipos, y de esta forma

tomar las medidas correctivas para evitar asumir los elevados costos de un reemplazo parcial o total de las máquinas o las pérdidas económicas derivadas de la salida de operación de las mismas.

### 2.2.5 Método Híbrido para identificar los estados de fallas en Máquinas Rotativas

Según Fredy Sanz [4], este método básicamente utiliza las señales de vibración para realizar un tipo de inferencia sobre el buen o mal funcionamiento de la máquina. Lo que trata de hacer es mediante varias herramientas de análisis se evidencie la diferencia entre señales de vibración de una máquina que funciona en condiciones normales de una máquina que presenta un tipo de falla. Se ayuda de dos procedimientos, el primero es la descomposición en wavelet con ANFIS como herramienta de inferencia y el uso de redes neuronales para detectar el estado de la máquina.



**Ilustración 2.4 Diagrama de método híbrido de identificación de estados de falla para las máquinas rotativas**

## 2.3 Desarrollo Metodológico

### 2.3.1 Monitoreo de Condición

Este caso estudia, analiza y relaciona los diferentes parámetros de la máquina como por ejemplo vibración, temperatura, corriente y voltaje eléctrico, etc. Con estos datos podemos determinar los estados de los equipos si su funcionamiento es normal o bajo, con

este monitoreo se puede identificar las causas que originan los problemas a futuro y realizar la maniobra necesaria para evitarlos.

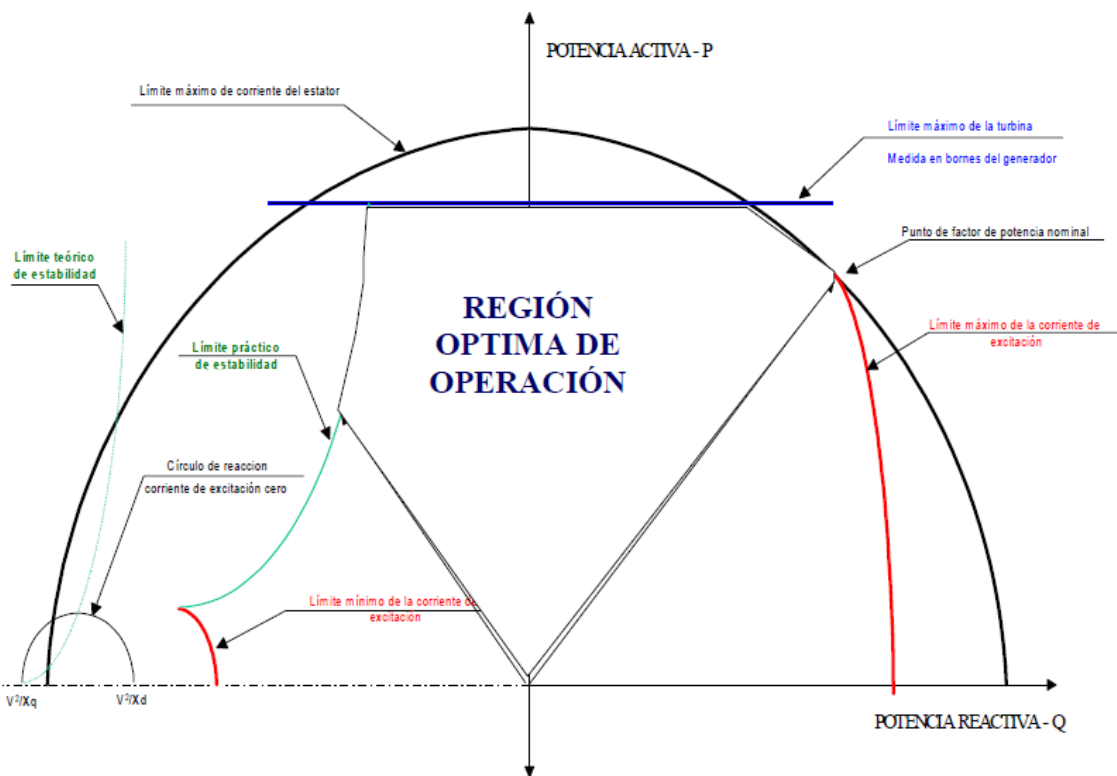
Este tipo de mantenimiento es comúnmente utilizado con el mantenimiento predictivo, es decir logran anticipar el problema que podría ocurrir. Existen características que resaltan en este mantenimiento como son:

- Evade fallas considerables que dañarían la máquina que conlleva costos muy elevados.
- Minimiza el costo de mantenimientos ya que se reducen las correcciones en los equipos.
- Minimiza las reparaciones de los equipos, minimizando los tiempos de mantenimiento incrementando la producción.

Para un mejor monitoreo, este método se lo combinará con la carta de operación de la máquina síncrona, ya que la carta de operación nos indicará la zona donde la máquina operará de manera confiable y segura, pero a la vez nos podrá indicar una operación anormal si las variables se encuentran fuera de sus límites, estas limitantes son de temperatura y estabilidad. Por ende, se necesitará de más relaciones para un mejor monitoreo y predicciones confiables.

### **2.3.2 Carta de Operación de la máquina síncrona**

Es una gráfica que muestra las condiciones de operación del generador síncrono dentro de límites de seguridad para un funcionamiento eficiente. Estas condiciones son analizadas cuando la máquina se encuentra en régimen permanente, no esté en zona de saturación y además despreciando la resistencia de armadura [19]. Esta curva es limitada principalmente por el calentamiento de los devanados tanto del estator como del rotor [20].



**Ilustración 2.5 Carta de Operación del generador síncrono**

### 2.3.2.1 Fronteras de la región de operación

#### Zona de Sobreexcitación

##### a) Límite de corriente en el devanado de armadura

Este límite corresponde al límite de calentamiento del estator el cual considera que, si nos excedemos de la corriente máxima de diseño en condiciones normales de operación, podemos dañar permanentemente los devanados del estator, o en su defecto envejecimiento prematuro y posibles fallas por el deterioro del aislamiento de los devanados. Lo que se sugiere es que la corriente máxima de armadura sea la corriente nominal.

Si observamos la Ilustración 2.5, este límite se toma en cuenta sobre todo en la sección desde la intersección entre el punto a factor de potencia nominal y el límite máximo de corriente

de excitación hasta el punto de intersección entre la potencia máxima activa de la turbina y la potencia nominal aparente.

Los siguientes datos son tomados de la Tabla 2 y 3.

### Intersección entre $P_{m\acute{a}x}$ y $S_{nom}$

En el plano P-Q, la intersección se dará en:

$$P^2 + Q^2 = S^2 \quad (2.1)$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (2.2)$$

$$S = S_{nom} = 1 \quad (2.3)$$

$$P = P_{m\acute{a}x} = \frac{133M}{156,5 M} = 0,8498 \quad (2.4)$$

$$Q = \sqrt{1 - \left(\frac{133M}{156,5 M}\right)^2} = 0,5270 \quad (2.5)$$

El punto la intersección es (0,5270; 0,8498).

### Intersección entre $E_{m\acute{a}x}$ y $Fp_{nom}$

Debido a que conocemos el factor de potencia y sabiendo que en este punto se está entregando la potencia aparente nominal, por ende, se está entregando corriente nominal en los bornes de generación, entonces podemos determinar el voltaje máximo de excitación inducido mediante la ecuación (2.6):

$$\bar{E}_{m\acute{a}x} = \bar{V}_{t_{nom}} + jX_s * \bar{I}_{a_{nom}} \quad (2.6)$$

$$\bar{E}_{m\acute{a}x} = 1\angle 0^\circ + j2,12 * 1\angle -\cos^{-1}(0,85) \quad (2.7)$$

$$\bar{E}_{m\acute{a}x} = 2,78\angle 40,40^\circ \quad (2.8)$$

$$P = \frac{V_t * E_{m\acute{a}x}}{X_s} \sin(\delta) \quad (2.9)$$

$$P = \frac{1 * 2,78}{2,12} \sin(40,40^\circ) = 0,8498 \quad (2.10)$$

$$Q = \sqrt{1 - 0,8498^2} = 0,5271 \quad (2.11)$$

El punto la intersección es (0,5270; 0,8498). Entonces como podemos notar, este punto de intersección nos quedó igual que el anterior, debido a la potencia activa máxima que puede entregar la turbina.

b) Límite de corriente en el devanado de excitación

Este límite corresponde al límite de calentamiento del rotor el cual considera que, si nos excedemos de la corriente máxima de excitación de diseño de la máquina en condiciones normales de operación, podemos dañar permanentemente los devanados del rotor, o en su defecto envejecimiento prematuro. La cual hay que tener muy en cuenta cuando a la máquina se la hace operar como generador de reactivos, pues en esta condición es llevada hasta las fronteras térmicas, por tanto, lo que se recomienda es hacer que la corriente máxima de excitación debe ser la nominal.

Observando la Ilustración 2.5, notamos que este límite se toma en cuenta principalmente en la sección entre  $\delta = 0^\circ$  hasta el punto de intersección entre  $E_{m\acute{a}x}$  y  $Fp_{nom}$ , el cual determinamos que se ubica en  $\delta = 40,4^\circ$ , ya que esta zona es donde se entrega mayor cantidad de reactivos, la máquina es llevada hasta su máxima corriente de excitación (frontera térmica) la cual determinamos que es  $E_{m\acute{a}x} = 2,78 pu$ .

c) Límite de Potencia Activa Externa

Este parámetro está limitado por el primo-motor, ya que es éste el que controla la potencia mecánica entregada al rotor que luego se convierte en potencia activa en el estator, por tanto, la máquina no puede entregar más potencia de la que el primo motor

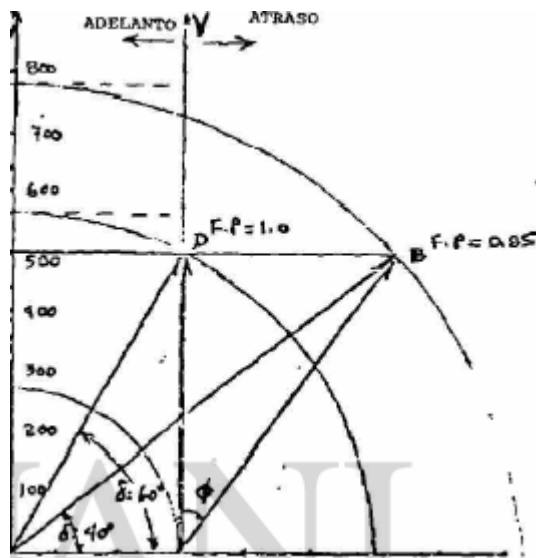
le puede entregar. Por tanto, la máxima potencia activa que podrá entregar el generador síncrono será:

$$P_{m\acute{a}x_{Generador}} = P_{m\acute{a}x_{turbina}} = \frac{133M}{156,5 M} = 0,8498 pu \quad (2.12)$$

### Zona de Sub excitación

#### d) Límite de estabilidad

Este límite está dado o se lo controla por medio del ángulo de torque o ángulo de potencia. Al variar este ángulo, la potencia activa entregada cambiará, con lo cual si este ángulo aumenta más del valor crítico se pierde la estabilidad. El valor teórico para entregar la máxima potencia activa es  $\delta = 90^\circ$ , pero en la práctica se estima que el valor crítico para mantener la estabilidad es  $\delta = 70^\circ$  [21]. Hay que resaltar que cuando la máquina opera a plena carga, el ángulo de potencia  $\delta$  varía entre  $40^\circ$  y  $60^\circ$  [19].



**Ilustración 2.6 análisis de la zona de sub-excitación**

#### e) Frontera de calentamiento de cabezales

Este límite está dado por dos puntos, el primero se lo ubica cuando el factor de potencia está adelantado de valor 0.9 o 0.95 el cual está sobre la frontera de límite de corriente de armadura. El segundo es está ubicado a 0.6 pu., sobre el eje de la potencia



reactiva capacitiva [19]. El arco o recta formada por estos dos puntos es la frontera de calentamiento de cabezales. Es un arco si se considera la impedancia externa ( $X_e$ ) que conecta el generador al sistema.

### 2.3.3 Relaciones de identificación de anomalías en el generador en estado estable

Como se lo mencionó al finalizar Monitoreo de Condición, para un mejor monitoreo se necesitará de otras relaciones para un mejor monitoreo y realizar predicciones más confiables a partir de este. Es por esa razón que utilizaremos las siguientes relaciones:

#### 2.3.3.1 Relación Voltaje Terminal – Corriente de Campo

Esta relación nos indica la dependencia del voltaje terminal ante la corriente de campo, esto lo podemos analizar mediante cociente de estos:

$$\frac{V_t}{I_f} \quad (2.13)$$

Donde:

$V_t$ : Voltaje terminal en por unidad.

$I_f$ : Corriente de campo en por unidad.

Matemáticamente se puede decir que, al aumentar la corriente de campo, esta relación disminuye ya que lo que se busca es mantener el voltaje terminal constante igual al valor nominal (1 pu). En estado estable hay un valor de corriente de campo con el cual se genera aproximadamente el voltaje nominal en los terminales de las tres fases. De manera experimental se determinó este valor numérico el cual es 1.5873 pu al igual que el voltaje terminal generado el cual es 0.9937 pu. Por tanto, el valor de referencia será:

$$\frac{0.9937}{1.5873} = 0.626 \quad (2.14)$$

Esta relación será usada para identificar daños en las escobillas de la fase que este fuera de su límite de tolerancia. Nos ayuda a identificar esta falla debido a que en estado estable el mismo valor de corriente de campo nos debe generar voltaje nominal en los bornes, si una fase no lo genera, existe una anomalía en la misma, porque está requiriendo mayor corriente de campo para generar igual que las otras fases. Esto quiere decir que hay un inconveniente en la comunicación rotor-estator en esa fase. Y resulta que quienes brindan el enlace rotor-estator son las escobillas. Por tanto, esta relación es apropiada para ayudarnos a identificar falla en las escobillas al estar operando la máquina en régimen permanente. Para identificar esta anomalía hemos determinado experimental el valor mínimo de tolerancia, para una resistencia de  $0.1 \Omega$  ubicada en el terminal de la fase que queremos simular daño en las escobillas, tomamos un 2.5% de tolerancia. Por tanto, el valor mínimo para identificar daño en las escobillas de cada fase será 0.61 pu.

### **2.3.3.2 Relación Error relativo del Voltaje terminal**

Esta relación nos indica el alejamiento en forma porcentual del voltaje terminal respecto a su referencia que es el voltaje nominal. Es relación está dada por:

$$Error\ relativo = \frac{|V_n - V_t|}{V_t} \quad (2.15)$$

Donde:

$V_n$ : Voltaje Nominal en Voltios.

$V_t$ : Voltaje terminal en Voltios.

Matemáticamente esta relación nos indicará cuál es la fase que en sus bornes está generando un valor alejado al de referencia. Vemos que, si el voltaje terminal disminuye, este error incrementa debido a que los voltajes en están en por unidad. Este error nos

indicará al igual que la Relación Voltaje Terminal – Corriente de Campo problemas en las escobillas, pero esta relación a diferencia de la anterior mencionada se podrá utilizar bajo cualquier valor de carga eléctrica. Para identificar el problema tomamos un 4% de tolerancia. Entonces si una fase está generando menos que el voltaje nominal, este valor de error se incrementará y la vez sucederá algo parecido en las otras fases, incrementarán su error debido a que el voltaje en los bornes de las fases no afectadas está variando porque la corriente campo está variando porque está variando porque la corriente campo está variando por lo dicho anteriormente en la sección de Relación Voltaje Terminal – Corriente de Campo. Entonces las tres fases aumentarán su error relativo, pero la fase afectada por el problema en las escobillas será mayor porque al no tener la correcta comunicación entre rotor-estator debido a las escobillas, no podrá generar en sus bornes un valor muy cercano al voltaje nominal, y las otras fases tendrán un error menor porque estas no tienen anomalías, sólo que se ven afectadas debido a la fase con falla.

### 2.3.3.3 Relación de Torques (Ecuación de Swing)

Conocida como ecuación de oscilación, esta relación nos ayuda determinar la estabilidad del sistema además de describir el comportamiento dinámico mecánico del rotor.

$$J \frac{dw_m}{dt} = T_m - T_e \quad (2.16)$$

Donde:

J: Momento de inercia en Kg.m<sup>2</sup>.

w<sub>m</sub>: Velocidad angular mecánica del rotor en rad/s.

w<sub>r</sub>: Velocidad angular del rotor en rad/s.

T<sub>m</sub>: Torque mecánico en N.m.

T<sub>e</sub>: Torque eléctrico en N.m.

Esta ecuación como se puede notar es de segundo orden, pero como el análisis se lo realiza en régimen permanente, la derivada será

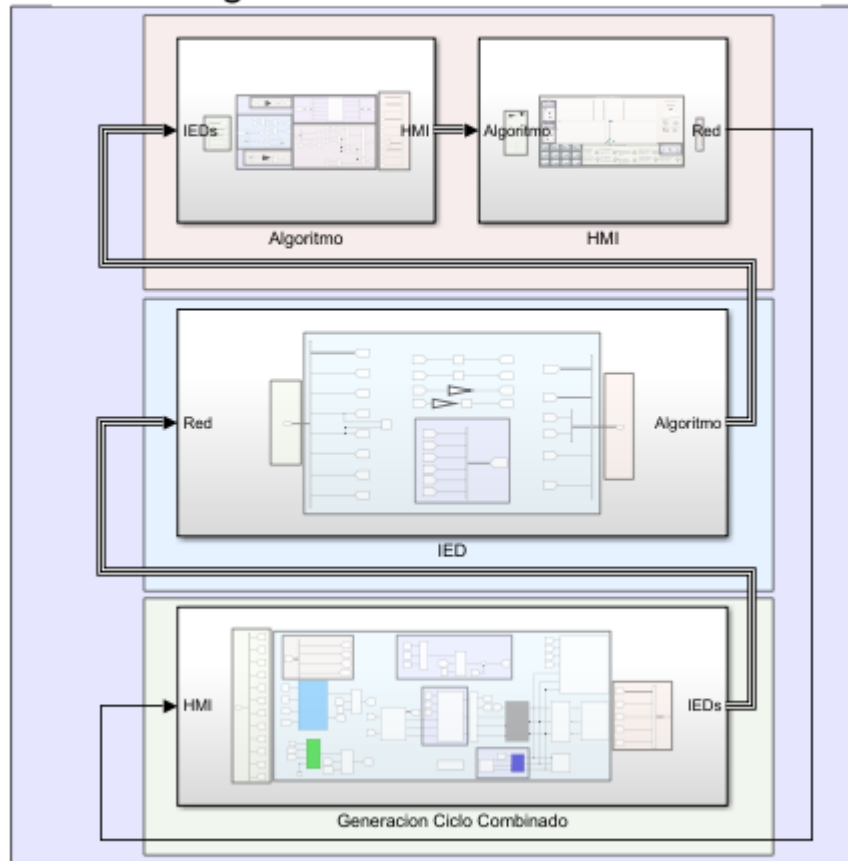
igual a cero, por tanto, el torque eléctrico será igual al torque mecánico ( $T_m - T_e$ ), en otras palabras la velocidad será constante [2]. De esta relación no sólo identificaremos estabilidad, sino que además nos ayudará a identificar cuando el  $T_m > T_e$ , ya que esto generalmente sucede cuando hay un cortocircuito en bornes del generador por lo que la máquina se acelera.

#### **2.3.4 Modelado del Método Predictivo en SIMULINK de MATLAB**

Para realizarlo nos ayudamos del Monitoreo de Condición, de la Carta de Operación de la máquina síncrona y de las Relaciones de identificación de anomalías en el generador en estado estable.

Pero antes de realizar el modelado del algoritmo, se realizará el modelado de la red eléctrica a monitorear, la cual será una central térmica, esta será representada mediante un subsistema en SIMULINK, el cual representará el nivel cero de los cinco niveles de la automatización Industrial (o pirámide de automatización industrial). Luego tendremos en el nivel uno, aquellos componentes físicos que se encuentran en el campo (en este caso la red modelada) como lo son sensores, actuadores, en otras palabras, los RTU. Luego en el nivel dos tendremos los IED, aquellos componentes que se comunicarán con la estación maestra, como representación de estos en SIMULINK lo que se hará en este subsistema es conversiones, aplicar expresiones algebraicas requeridas para el siguiente subsistema el cual será el Algoritmo. En el nivel tres tendremos el HMI, pero antes de llegar a este se requiere entrar en el Algoritmo para realizar la identificación de la falla en el generador para así en el HMI mostrar la respectiva predicción. En la Ilustración 2.7 se puede observar el sistema SCADA desarrollado basado en un algoritmo predictivo de fallas en generadores eléctricos.

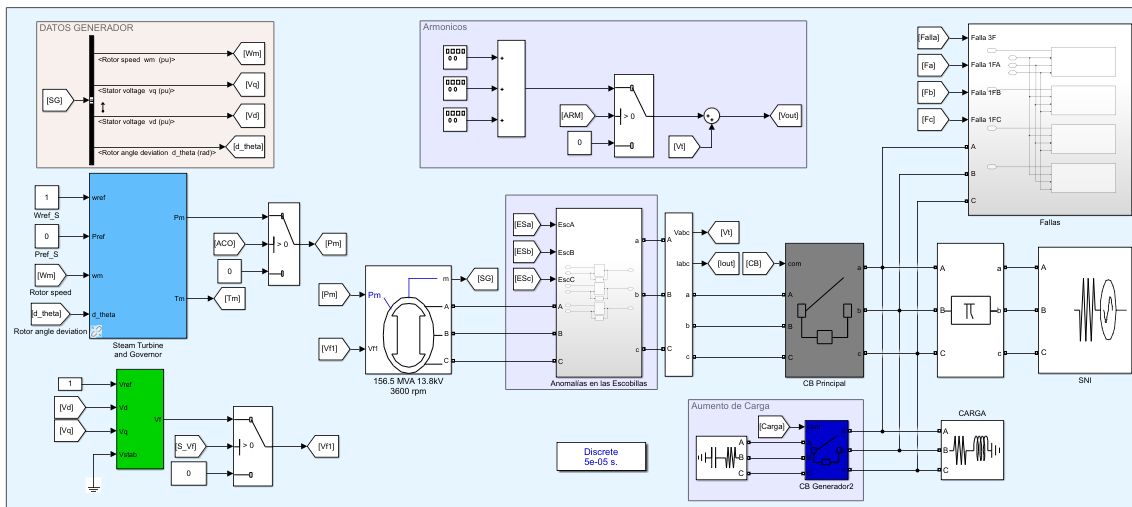
## Desarrollo de un sistema Scada basado en algoritmo predictivo de fallas en generadores eléctricos



Kevin Leiton & Manuel Pazmino

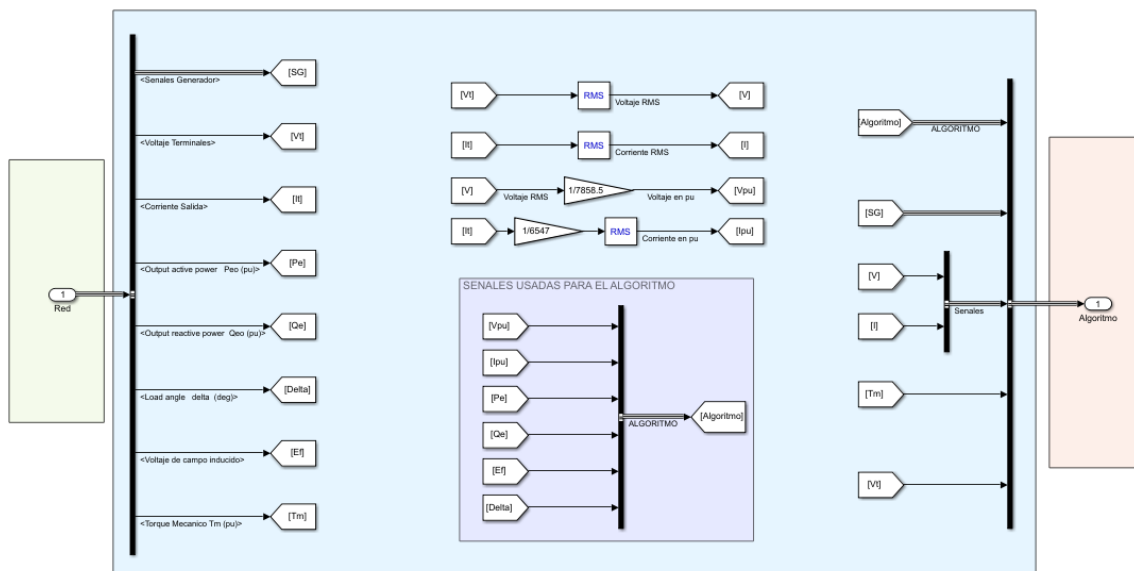
**Ilustración 2.7 Sistema SCADA desarrollado con algoritmo predictivo**

Una vez creado los subsistemas que representan tres niveles de la automatización Industrial, se procede a desarrollar cada uno mediante los bloques de las librerías Simulink y Simscape. En la Ilustración 2.8 podemos apreciar la implementación del nivel cero y uno de la pirámide de automatización industrial. Esta red eléctrica es la simulación de la central térmica a vapor Trinitaria. Representa el nivel cero porque es la zona donde se encuentran los equipos a monitorear, en otras palabras, el campo; y representa el nivel uno porque aquí se encuentran los elementos físicos que miden las variables requeridas por la estación maestra.



**Ilustración 2.8 Diagrama de bloques de la red eléctrica que representa la central termoeléctrica Trinitaria**

En la Ilustración 2.9 apreciamos el nivel dos de la pirámide ya que este subsistema se hace la comunicación entre el campo (red) y la estación maestra. En este subsistema se realizó la selección y conversión de las variables requeridas por el algoritmo y el HMI. Como notamos en la figura, se hicieron conversiones a valores en por unidad y se obtuvo el valor RMS de las variables voltaje y corriente.



**Ilustración 2.9 Diagrama de bloques de los elementos que representan los IED**

En la Ilustración 2.10 tenemos el algoritmo predictivo de fallas en el generador eléctrico, el cual realiza un análisis basándose en la metodología planteada en las secciones 2.3.2 y 2.3.3. Este subsistema se encuentra en el nivel tres debido a que ayuda a supervisar y monitorear el generador eléctrico.

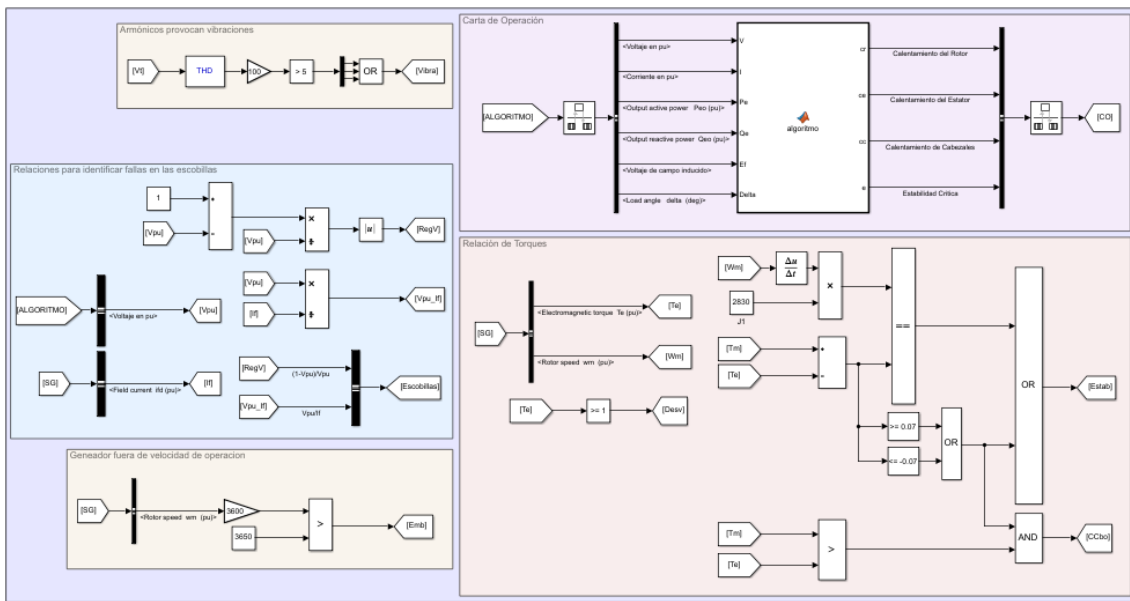
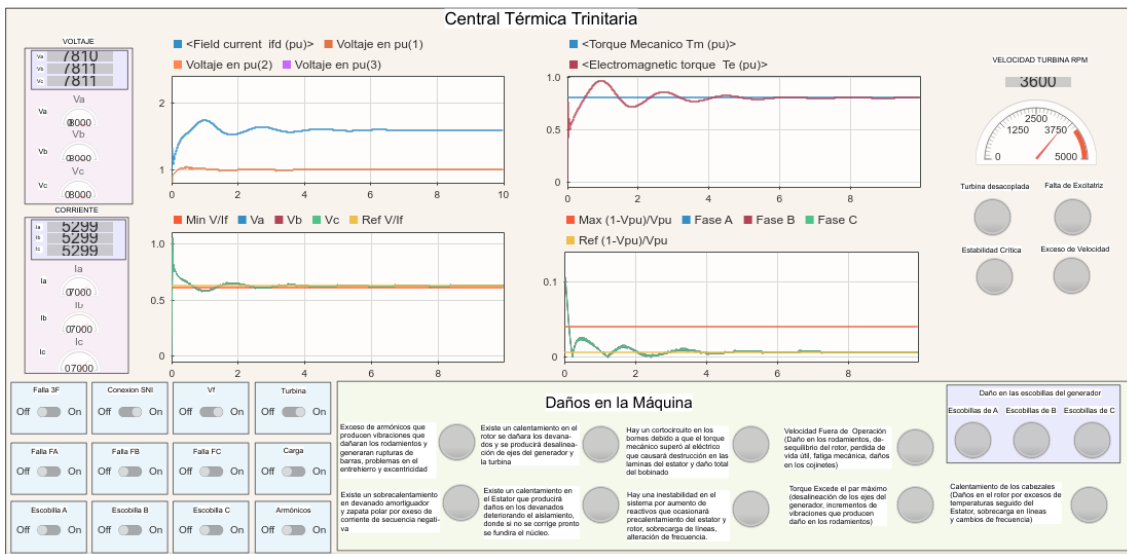


Ilustración 2.10 Diagrama de bloques del Algoritmo predictivo de fallas

Finalmente, en la Ilustración 2.11 tenemos el HMI, en el cual se indicará las fallas identificadas en el subsistema algoritmo además de permitirnos supervisar la máquina mediante el monitoreo constante de la interacción entre sus variables medidas.

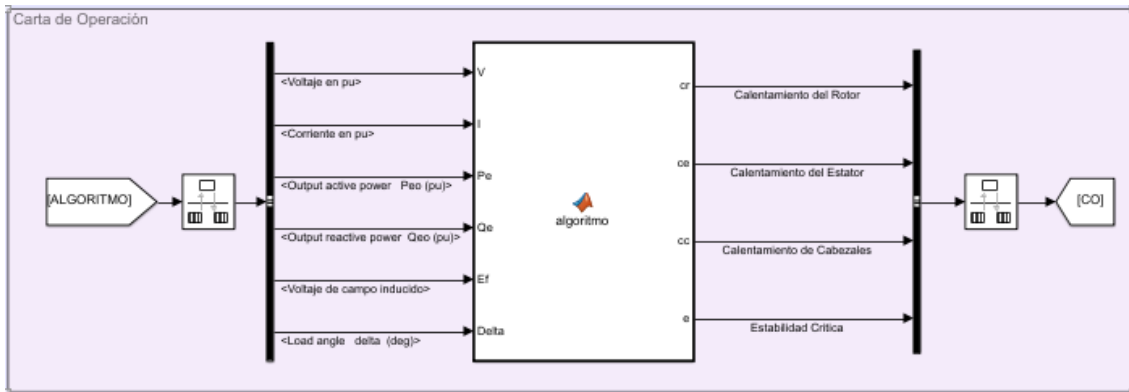


**Ilustración 2.11 Diagrama de bloques que representan el HMI y el monitoreo constante del generador eléctrico**

### 2.3.4.1 Modelado del Algoritmo en SIMULINK

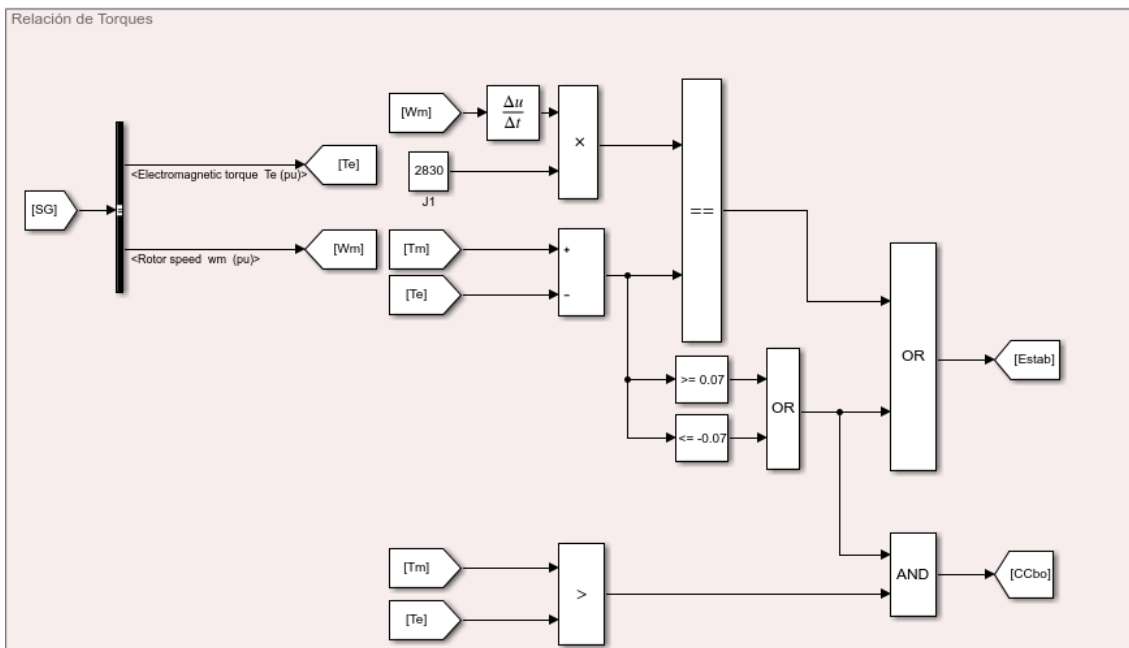
Comenzamos con la implementación de Carta de Operación de la máquina síncrona, la cual utilizamos para identificar el estado de operación de la máquina, pero principalmente para predecir calentamiento en los cabezales y en los devanados del rotor y estator, además de identificar si la máquina pierde la estabilidad luego de que el ángulo de carga supere el ángulo de estabilidad crítica, para esto ingresamos en el subsistema Algoritmo las variables necesarias y mediante un script (M-archivo) realizar las comparaciones mediante lógica booleana y enviar las señales de diagnóstico al HMI.





**Ilustración 2.12 Bloque del Algoritmo de identificación mediante la carta de operación.**

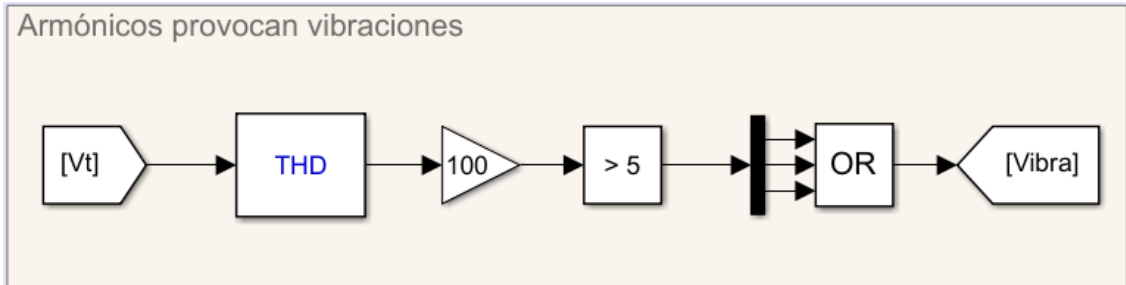
Además de la carta de operación nos ayudamos de Relaciones de identificación de anomalías en el generador en estado estable, como por ejemplo la Relación de Torques (Ecuación de Swing), la cual se muestra en la Ilustración 2.13.



**Ilustración 2.13 Bloque de relación de pares torsionales**

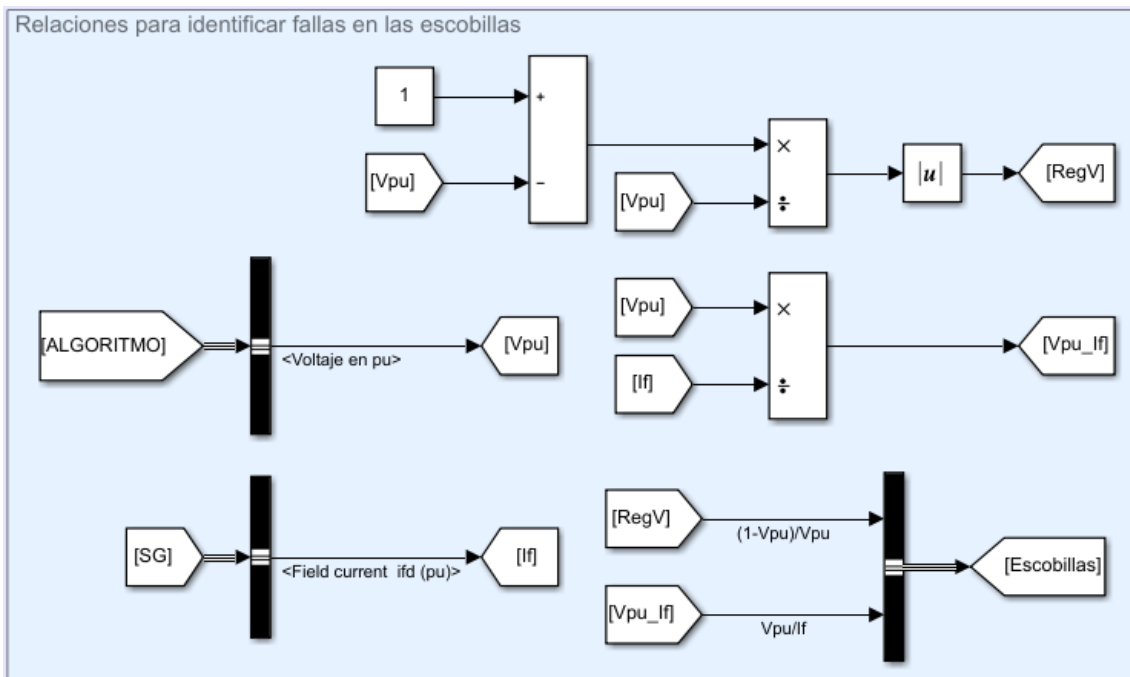
La norma IEEE-519 nos recomienda que la distorsión armónica no debe exceder el 5% para niveles de voltajes menores a 69kV para así asegurar el buen funcionamiento de la máquina. Es por esto que

en la Ilustración 2.14 mostramos la implementación de esta consideración.



**Ilustración 2.14 Bloque medidor de armónicos**

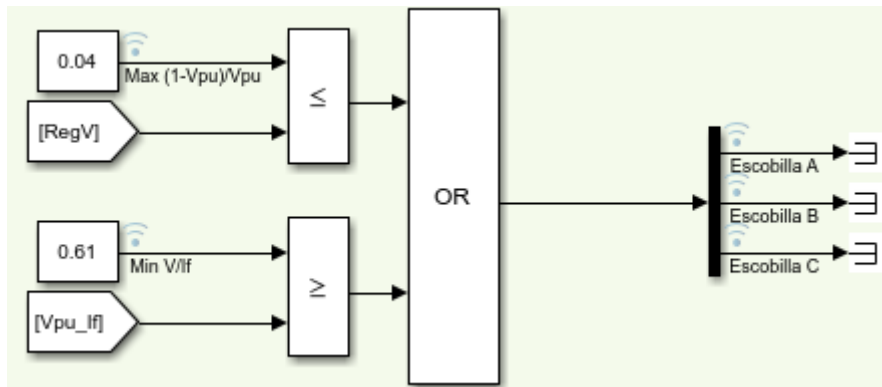
Como se lo mencionó en Relación Voltaje Terminal – Corriente de Campo y en Relación Error relativo del Voltaje terminal, estas son usadas para identificar fallas en las escobillas. Por tanto, en la Ilustración 2.15 notamos la implementación de estas relaciones.



**Ilustración 2.15 Bloque generador de señales para identificar fallas en las escobillas**

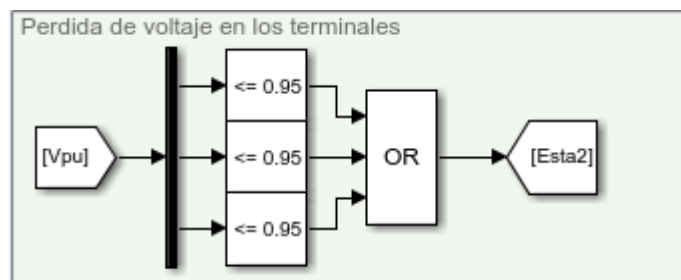
Tal como se mencionó en Relación Voltaje Terminal – Corriente de Campo el límite mínimo de tolerancia para esta relación es 0.61.

En cambio, en Relación Error relativo del Voltaje terminal se mencionó que el límite máximo de tolerancia para esta relación es del 4%. Siendo así como ambas relaciones nos indican la misma anomalía, al momento de su implementación en SIMULINK utilizamos un bloque lógico OR para así la falla sea identificada por una o la otra relación. Esta implementación se la puede observar en la Ilustración 2.16.



**Ilustración 2.16 Relaciones de identificación de fallas en las escobillas**

Por último, observamos el análisis de una caída de tensión en los terminales (Ilustración 2.17), debido a una pérdida de voltaje de excitación lo cual causará una inestabilidad en el sistema.



**Ilustración 2.17 Análisis de pérdida de voltaje en los terminales**

## CAPÍTULO 3

### 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se mostrarán en el HMI las señales que identifican los elementos o componentes que podrían presentar daños si la máquina al estar en estado estable contiene anomalías y se sigue operando en esa condición, para así de esta manera validar el algoritmo propuesto.

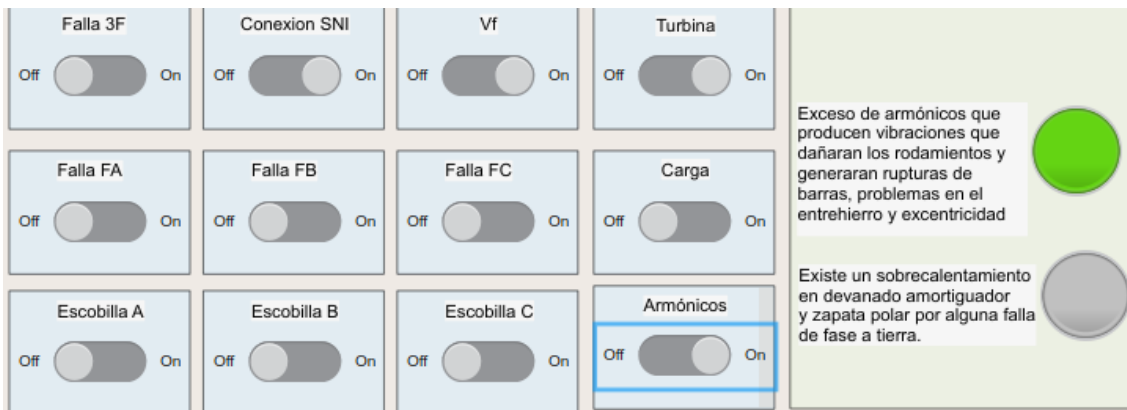
A continuación, presentamos los resultados obtenidos:

#### 3.1 Pruebas para identificar daños en los rodamientos, barras, problemas en el entrehierro y excentricidad

Cuando se inyecta armónicos a la red se producirán vibraciones en la máquina, ésta nos va a indicar dos cosas, que el devanado amortiguador está en malas condiciones o si se sigue operando en esa condición va a tender a que exista una ruptura en las barras del devanado amortiguador; abriéndonos camino a que, su no corrección inmediata alterará el sincronismo de la velocidad de la máquina, dañando los rodamientos que pueden provocar problemas en el entrehierro y excentricidad en el rotor.

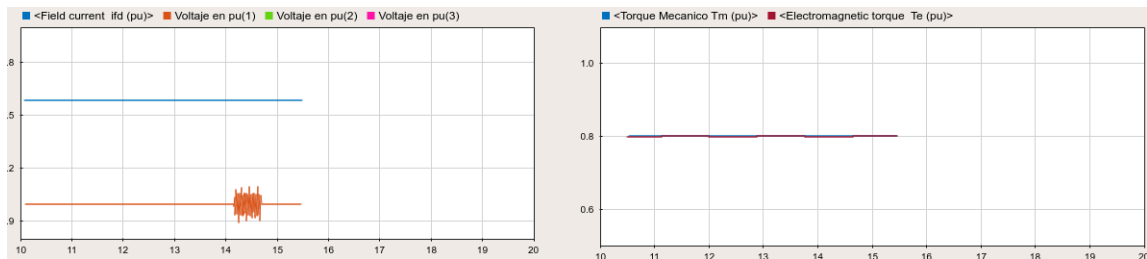
Como observamos en la Ilustración 3.1 se encenderá la luz que indique la aparición de esta anomalía dentro del sistema, además de que si continúa operando con esos armónicos se producirá lo anterior mencionado, donde si vamos más allá, se observará un flujo que no será uniforme como se aprecia en la Ilustración 3.2.

3.2. RESULTADOS Y ANÁLISIS - Pruebas para identificar daños en el devanado amortiguador y zapata polar



**Ilustración 3.1 Ingreso de armónicos a la red**

En la Ilustración 3.2 podemos ver que existirá una variación de voltaje debido a que el flujo que hay en el devanado no es uniforme y este empieza a variar dándonos una pequeña variación en comparación con las otras fallas. Cabe recalcar que solo esto se mostrara si el THD excede del 5% configurado en el sistema; por otra parte, el torque no se ve afectado porque los armónicos no estuvieron inyectados por mucho tiempo en la red, puesto que estas vibraciones por armónicos causan fracturas a largo plazo.



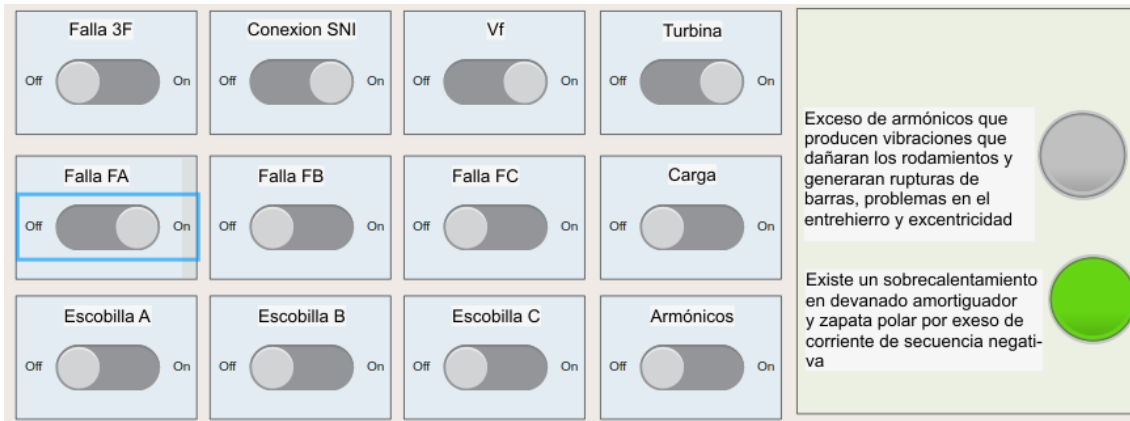
**Ilustración 3.2 Gráfica de las diferentes gráficas al momento de ingresar armónicos**

**3.2 Pruebas para identificar daños en el devanado amortiguador y zapata polar**

En este caso se pudo observar que el sistema al estar en presencia de fallas de fase a tierra existirá posibilidad que haya un sobrecalentamiento en el devanado amortiguador y zapata polar debido a que se generará una corriente circundante de secuencia negativa. Debemos saber que estas

3.2. RESULTADOS Y ANÁLISIS - Pruebas para identificar daños en el devanado amortiguador y zapata polar

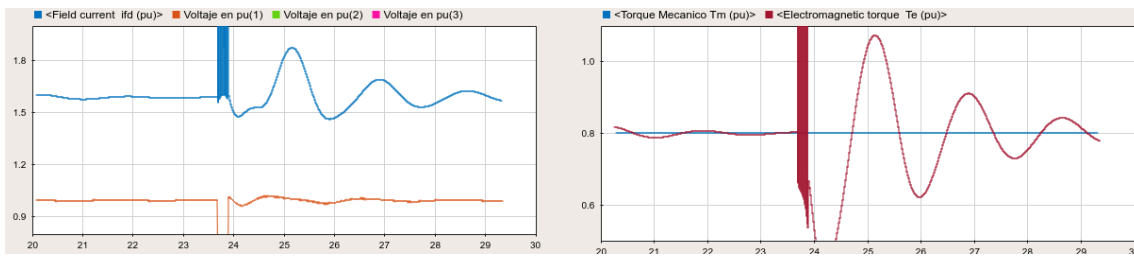
corrientes de secuencia negativa también se originaran por cargas desbalanceadas, pero sobre todo y en mayor magnitud cuando se presentan fallas entre fases.



**Ilustración 3.3 Falla de fase A hacia tierra**

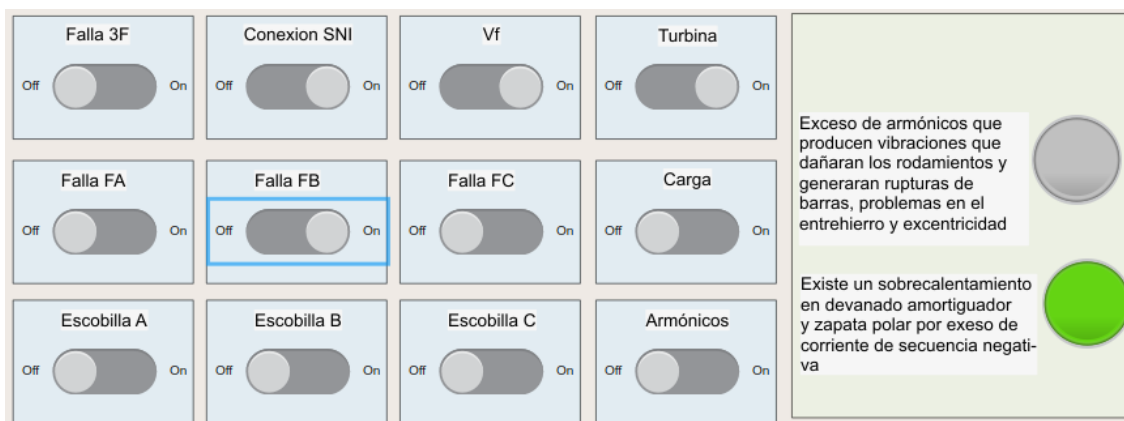
Estas corrientes de secuencia negativa que circularan por el sistema causaran alteraciones en el sistema como podemos ver en la Ilustración 3.4, Ilustración 3.6 e Ilustración 3.8, que después de despejar la falla debe esperar unos cuantos segundos para poder estabilizarse de nuevo. Observamos que el torque electromagnético no será constante, originando cambios de velocidad, dando paso a un cambio de flujo denegando que el voltaje se estabilice. Por esta razón se producirá un daño en el devanado amortiguador y la zapata polar, ya que solo se encargarán de mantener la velocidad síncrona del generador y actuaran cuando exista pequeñas distorsiones de torque que producirá una velocidad síncrona no constante. Entonces si forzamos este devanado amortiguador y zapata polar con grandes cambios de torque daremos paso a una destrucción segura de los mismos.

### 3.2. RESULTADOS Y ANÁLISIS - Pruebas para identificar daños en el devanado amortiguador y zapata polar

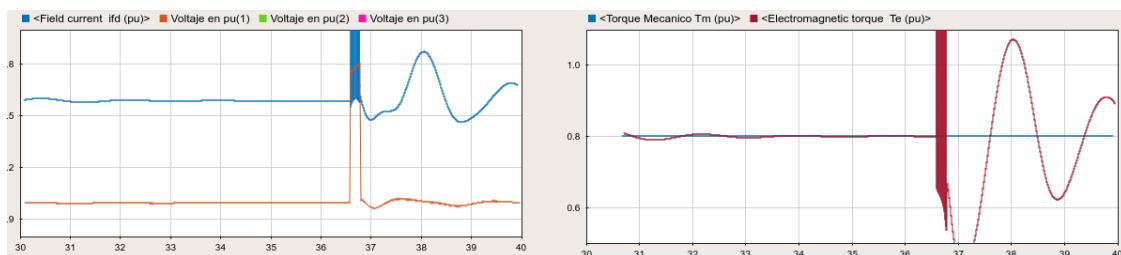


**Ilustración 3.4 Gráficas de cuando existe una falla de fase A hacia tierra**

Otra forma de ver estos resultados es por el calentamiento que existirá si hay una falla monofásica tras otra, entonces el devanado amortiguador y la zapata polar se calentaran y se fundirán, dañando las barras del devanado de amortiguador.

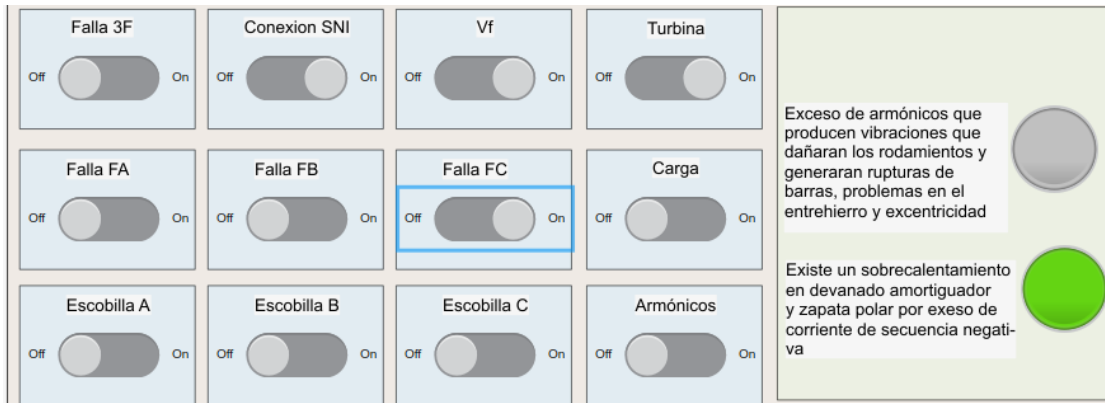


**Ilustración 3.5 Fallo de fase B hacia tierra**

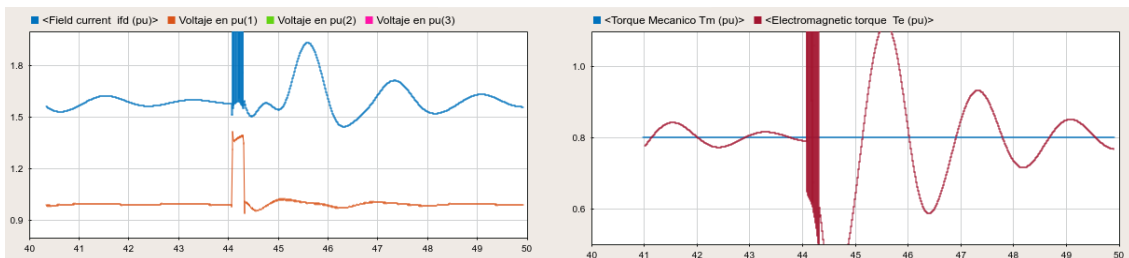


**Ilustración 3.6 Gráficas de cuando existe una falla de la fase B hacia tierra**

3.3. RESULTADOS Y ANÁLISIS - Pruebas para identificar daños en los devanados del rotor, desalineación de los ejes del generador y la turbina



**Ilustración 3.7 Falla de fase C hacia tierra**



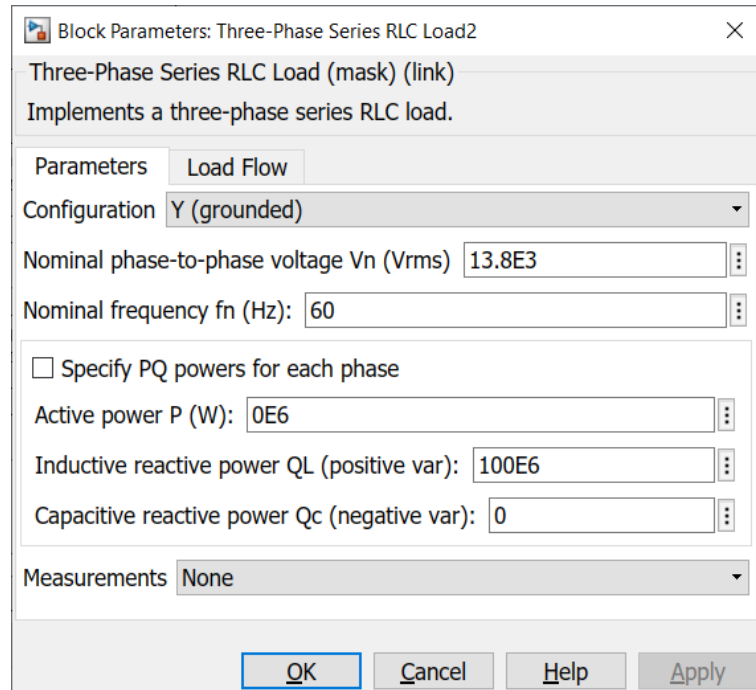
**Ilustración 3.8 Gráficas de cuando existe una falla de fase C hacia tierra**

**3.3 Pruebas para identificar daños en los devanados del rotor, desalineación de los ejes del generador y la turbina**

Esto se detecta en el momento de un aumento de carga reactiva en el sistema eléctrico (Ilustración 3.9); la máquina requerirá generar mayor reactivos para mantener su voltaje terminal constante, por lo que necesitará aumentar su corriente de campo (corriente que circula en el devanado del rotor), teniendo un cambio repentino de esta corriente, por lo que puede superar el límite máximo que soporta el devanado, causando un calentamiento en el rotor lo cual puede encaminar a una desalineación de los ejes del generador con la turbina debido a la expansión y contracción por los cambios de temperatura.

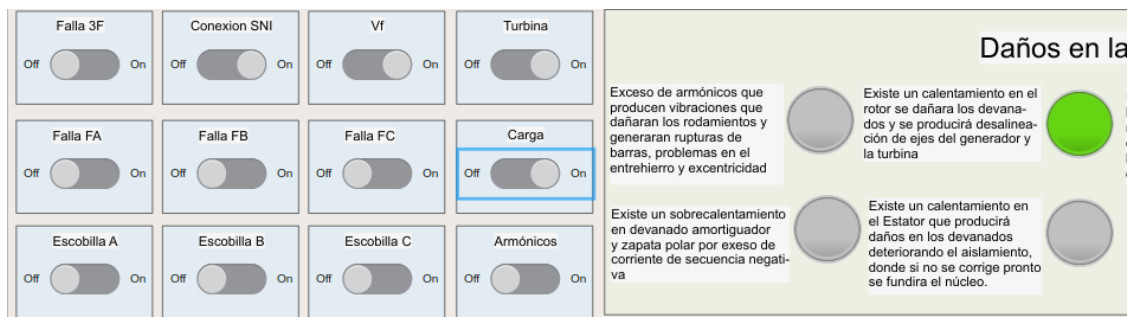


### 3.3. RESULTADOS Y ANÁLISIS - Pruebas para identificar daños en los devanados del rotor, desalineación de los ejes del generador y la turbina



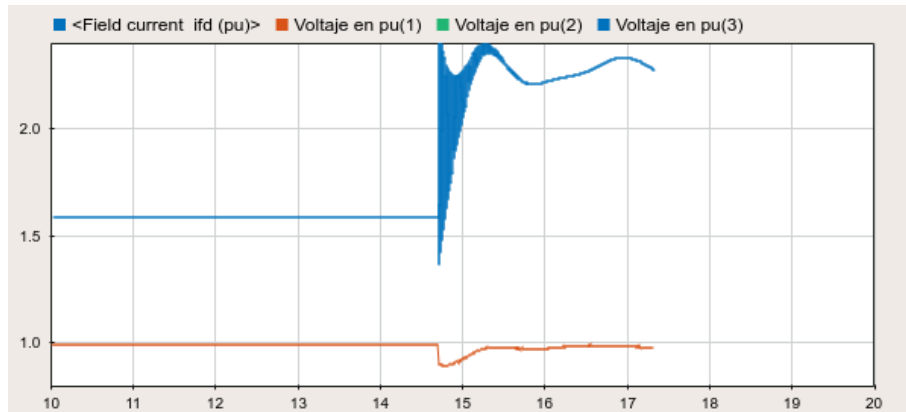
**Ilustración 3.9 Potencia reactiva en la red**

Podemos ver esto en las siguientes ilustraciones al momento de inyectar reactivos a la red (Ilustración 3.10), el sistema querrá mantener el voltaje de generación haciendo que la corriente de campo exceda sus límites causando un calentamiento en el rotor.



**Ilustración 3.10 Incremento de carga reactiva en el sistema**

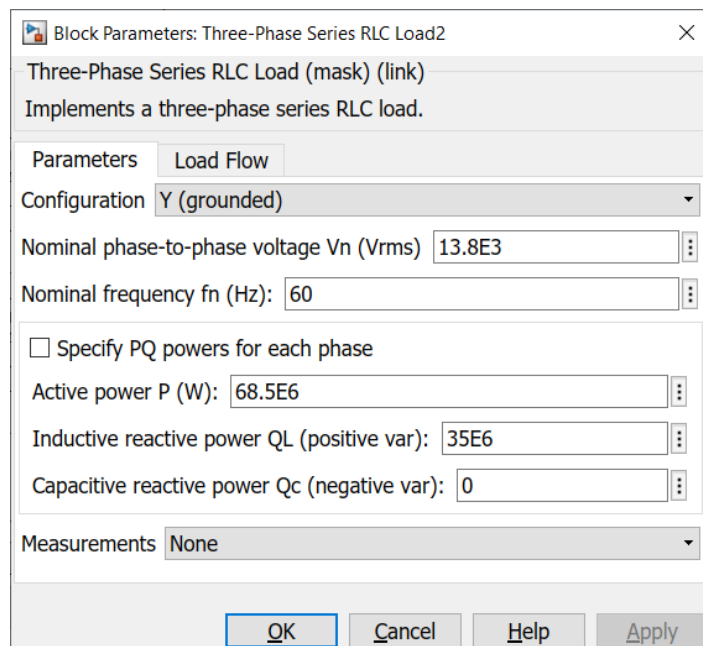
### 3.4. RESULTADOS Y ANÁLISIS - Pruebas para identificar daños en los devanados del estator, fractura del aislamiento y fundición del núcleo.



**Ilustración 3.11 Gráfica de corriente de campo y Voltaje en pu vs tiempo**

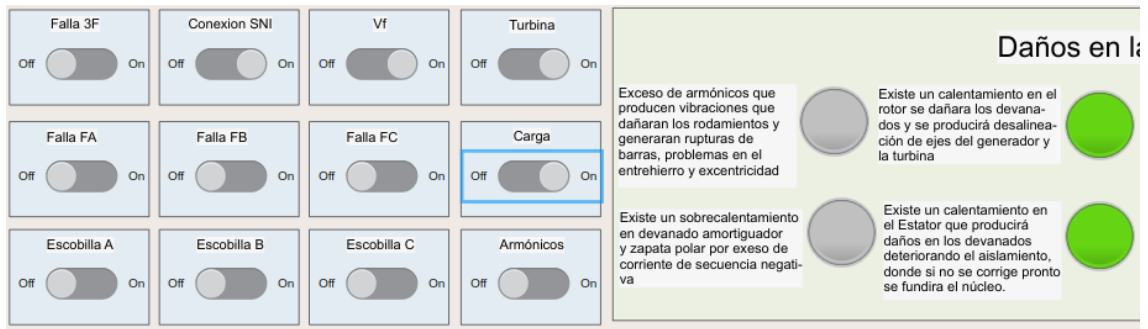
### 3.4 Pruebas para identificar daños en los devanados del estator, fractura del aislamiento y fundición del núcleo.

Para este caso observamos que para un aumento de carga (Ilustración 3.12) existirá un calentamiento en el estator que será indicado por la señal de nuestro HMI como lo vemos en la Ilustración 3.13, y que si seguimos funcionando a esos niveles de carga sufriremos daños severos en los devanados del estator, deteriorando el aislamiento del cobre y así siendo más propenso a fallas de cortocircuito entre bobinas.



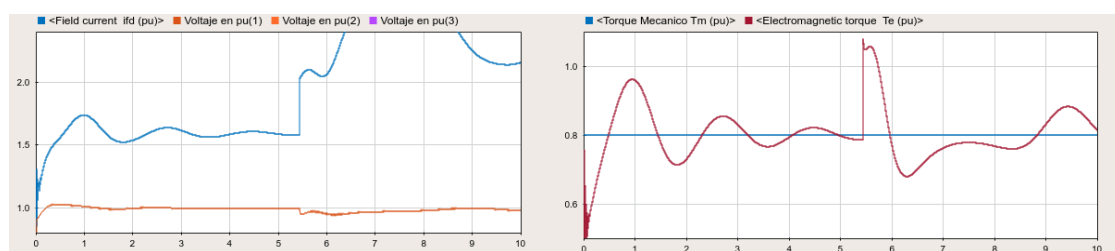
**Ilustración 3.12 Carga Activa y reactiva en la red**

3.4. RESULTADOS Y ANÁLISIS - Pruebas para identificar daños en los devanados del estator, fractura del aislamiento y fundición del núcleo.



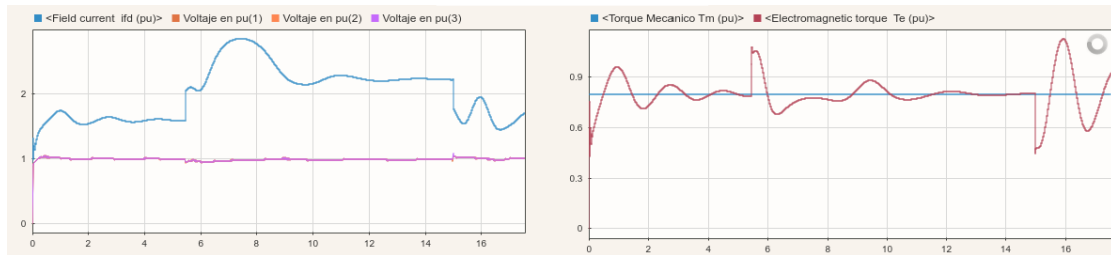
**Ilustración 3.13 Incremento de carga en el sistema**

En estas graficas podemos observar cómo variará la corriente de campo y el torque electromagnético al momento de ingresar y sacar la carga (Ilustración 3.14 e Ilustración 3.15). Si nos centramos en la gráfica de la izquierda de la Ilustración 3.15 vemos que existe un aumento de corriente de campo mientras la carga está en la red, lo que indica que para mantener constante el voltaje en sus terminales debe generar más potencia reactiva, dando como resultado un calentamiento en el estator por una sobrecarga; causando reducción de las capacidades térmicas (propiedades para resistir el calor) de los materiales, estrés eléctrico que acortará su vida útil y por último, el núcleo se funde si seguimos operando a este nivel de carga.



**Ilustración 3.14 Gráficas iniciales del incremento de carga en la red**

### 3.5. RESULTADOS Y ANÁLISIS - Pruebas para identificar cortocircuitos en los bornes del generador, destrucción de las láminas y daños en los bobinados del estator

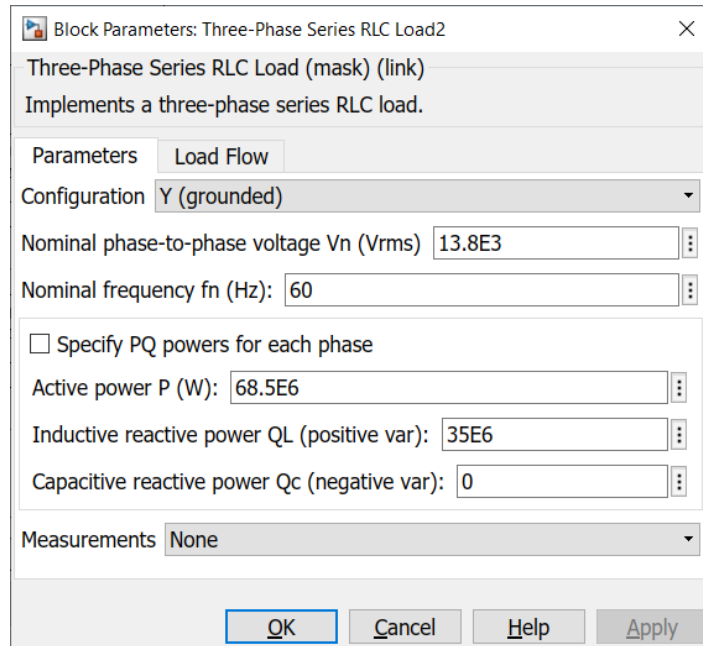


**Ilustración 3.15 Gráfica del voltaje, corriente de campo y torques del ingreso y salida de la carga**

### 3.5 Pruebas para identificar cortocircuitos en los bornes del generador, destrucción de las láminas y daños en los bobinados del estator

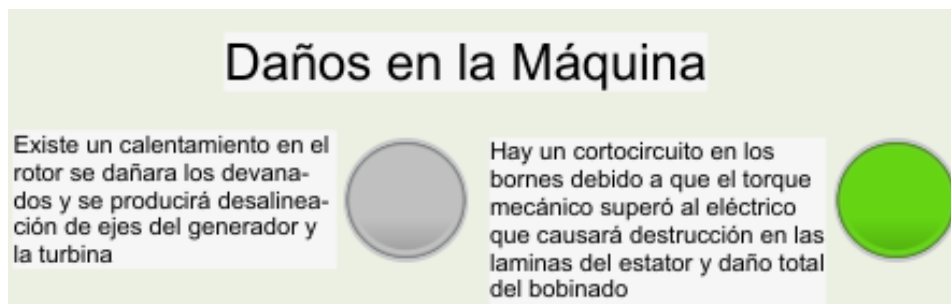
En este caso se observó que cuando existe una variación de carga en el sistema, el torque electromagnético variará como en la Ilustración 3.19. Para esta situación ingresamos una carga activa de valor 68.5 MW como lo vemos en la Ilustración 3.16, donde por pequeños instantes de tiempo la ingresamos y luego la sacamos para generar la variación de demanda por algún error de carga o falla externa; hecho esto vemos que se encenderá el indicador que nos muestra en la Ilustración 3.17.

### 3.5. RESULTADOS Y ANÁLISIS - Pruebas para identificar cortocircuitos en los bornes del generador, destrucción de las láminas y daños en los bobinados del estator



**Ilustración 3.16** Carga que se usara para generar cortocircuito en los bornes

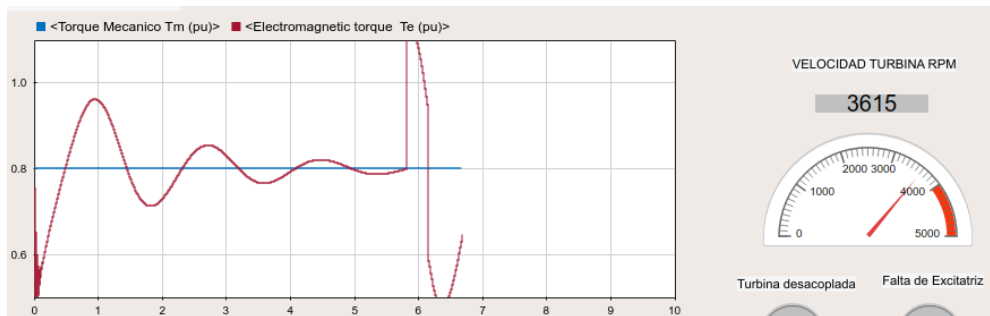
Esta luz nos indica que el torque mecánico es mayor que el torque electromagnético, por tanto, se da la posibilidad de un cortocircuito en los bornes y una aceleración en el generador. Puede verse en la gráfica de la Ilustración 3.18 que en ese momento la curva del torque electromagnético cae muy por debajo de la línea del torque mecánico; por otra parte, vemos que existe también un pico máximo del par electromagnético donde el generador se frena, pero esta anomalía se hablará en la siguiente prueba.



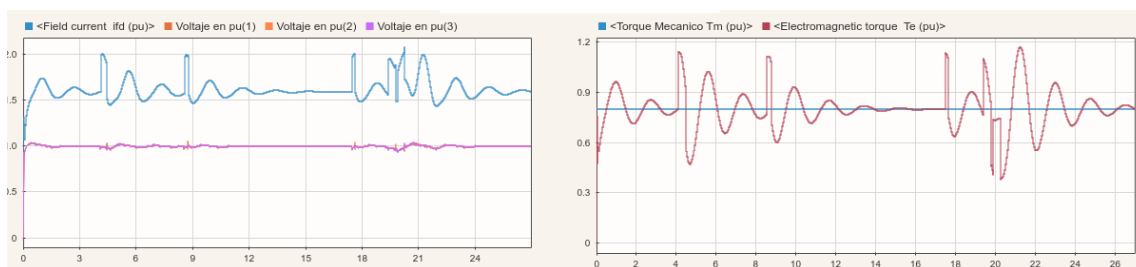
**Ilustración 3.17** Señal de que indica que hay un cortocircuito en los bornes

### 3.5. RESULTADOS Y ANÁLISIS - Pruebas para identificar cortocircuitos en los bornes del generador, destrucción de las láminas y daños en los bobinados del estator

Este cortocircuito en los bornes generará principalmente daños como destrucción en las láminas del estator, y si se prolonga, un daño total en el bobinado. Las láminas se afectarán porque existirá un arco eléctrico que apuntará hacia ellas, el núcleo y todo lugar donde pueda existir una descarga de este cortocircuito, donde tendremos como resultado un flujo de corriente que circulará por estos caminos, produciendo calentamiento en estos lugares donde hubo la descarga, generando puntos calientes cuando esté operando en carga nominal y a largo plazo tendremos inconvenientes mayores como pérdida totalmente del bobinado.



**Ilustración 3.18 Incremento de velocidad por cortocircuito en los bornes**



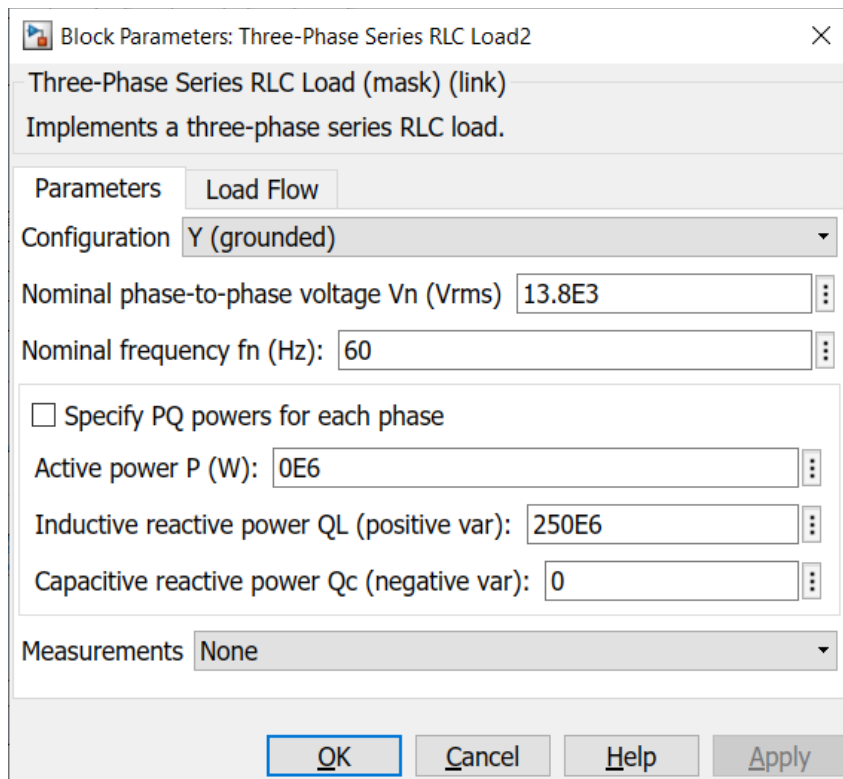
**Ilustración 3.19 Grafica de la variación de la carga que genera cortocircuito en los bornes**

3.6. RESULTADOS Y ANÁLISIS - Pruebas para identificar precalentamiento del estator y rotor, sobrecargas en las líneas y alteraciones de frecuencia cuando existe inestabilidades en el sistema producidas por aumento de reactivos.

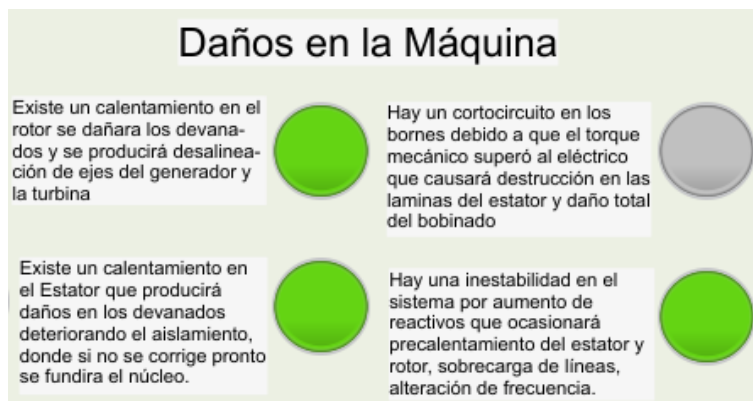
### **3.6 Pruebas para identificar precalentamiento del estator y rotor, sobrecargas en las líneas y alteraciones de frecuencia cuando existe inestabilidades en el sistema producidas por aumento de reactivos.**

Observamos que existirá una inestabilidad cuando ingresamos en el sistema una carga elevada de reactivos como lo vemos en la Ilustración 3.20. Al momento de ingresar dicha carga alrededor de los 11 segundos y retirarla a los 20 segundos, vemos que existirá en ambos casos una gran perturbación del torque electromagnético que distorsionará el voltaje de salida (Ilustración 3.22), alterando la frecuencia de toda la red. Además, en ese lapso existe un aumento de corriente de campo que generara calentamiento en el rotor y después del estator, como ya lo hablamos en la prueba pasada, produciendo daños en sus devanados y funciones de núcleo.

3.6. RESULTADOS Y ANÁLISIS - Pruebas para identificar precalentamiento del estator y rotor, sobrecargas en las líneas y alteraciones de frecuencia cuando existe inestabilidades en el sistema producidas por aumento de reactivos.



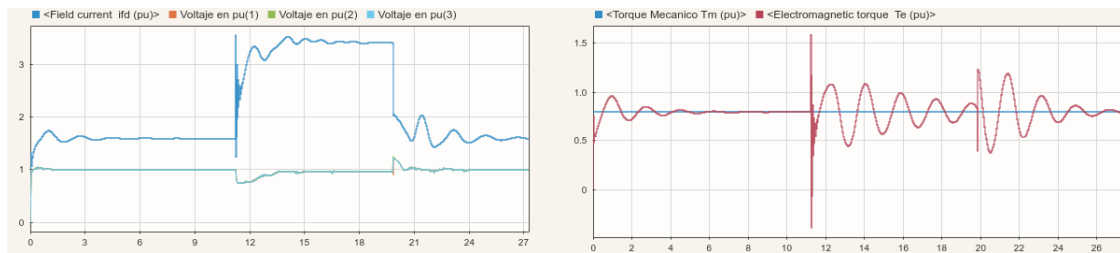
**Ilustración 3.20 Gran demanda de potencia reactiva**



**Ilustración 3.21 Señal que indica que hay una inestabilidad en el sistema por aumento de reactivos**



3.7. RESULTADOS Y ANÁLISIS - Pruebas para identificar una inestabilidad en el sistema por la pérdida de excitación causada por algún cortocircuito en los devanados de campo que genera calentamiento en el rotor y estator.



**Ilustración 3.22 Gráficas de las diferentes anomalías que ocurre cuando ingresa la carga de reactivos**

### **3.7 Pruebas para identificar una inestabilidad en el sistema por la pérdida de excitación causada por algún cortocircuito en los devanados de campo que genera calentamiento en el rotor y estator.**

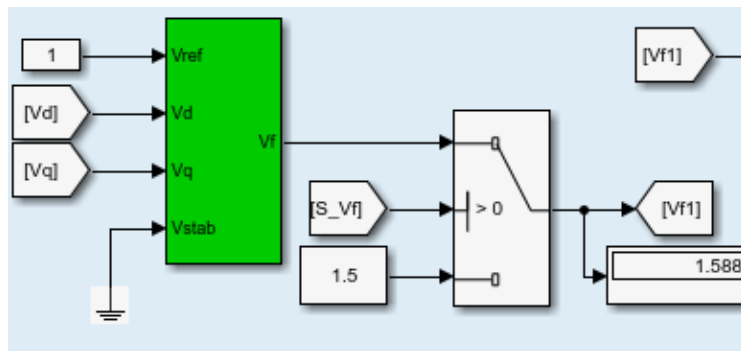
Por otra parte, se sabe que si se pierde el voltaje de excitación del generador se producirá una inestabilidad en el sistema por las oscilaciones de potencia y caída de voltaje que se presentan, que dará paso a una desincronización del generador y, en el peor de los casos, la pérdida total el sistema (Ilustración 3.26).

Estas fallas generalmente se dan por un cortocircuito en el devanado de campo. Debido a esta anomalía, la máquina comenzará a consumir reactivos y se crearán corrientes en el rotor de baja frecuencia y, además, existirá una aceleración que va a alterar la frecuencia de deslizamiento, lo cual producirá un calentamiento en el rotor. Acto seguido el generador tenderá a trabajar como una máquina de inducción por la caída de la excitación, consumiendo grandes cantidades de potencia reactiva entregadas por el estator produciendo un calentamiento en el mismo.

Observamos que, en esta prueba, con la pérdida de excitación, el generador mostrará señales de caída de tensión como lo vemos en la Ilustración 3.25 e Ilustración 3.26. Por otra parte, el torque electromagnético no será constante debido a los cambios de la frecuencia de deslizamiento

3.7. RESULTADOS Y ANÁLISIS - Pruebas para identificar una inestabilidad en el sistema por la pérdida de excitación causada por algún cortocircuito en los devanados de campo que genera calentamiento en el rotor y estator.

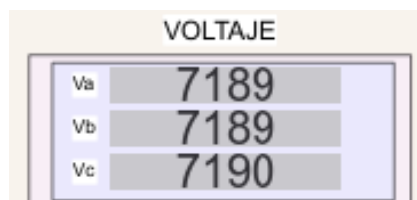
que presentará la máquina, y en este caso, usamos una caída de voltaje de excitación de 0.1 pu para efectos demostrativos, teniendo en cuenta que mientras mayor es el valor de este voltaje, mayores y más rápidos serán los daños causados.



**Ilustración 3.23 Voltaje de excitación del generador**

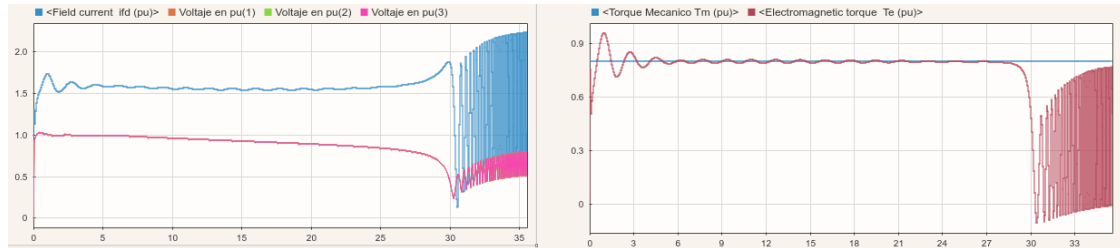
<p>Existe un calentamiento en el rotor se dañara los devanados y se producirá desalineación de ejes del generador y la turbina</p>	<p>Hay un cortocircuito en los bornes debido a que el torque mecánico superó al eléctrico que causará destrucción en las laminas del estator y daño total del bobinado</p>	<p>Existe una inestabilidad en el sistema por pérdida de excitación por algún cortocircuito del devanado de campo que ocasionará caída de tension que producirá calentamiento en el rotor.</p>	
<p>Existe un calentamiento en el Estator que producirá daños en los devanados deteriorando el aislamiento, donde si no se corrige pronto se fundira el núcleo.</p>	<p>Hay una inestabilidad en el sistema por aumento de reactivos que ocasionará precalentamiento del estator y rotor, sobrecarga de líneas, alteración de frecuencia.</p>	<p>Existe una velocidad fuera de operación nominal se producirán daños en los rodamientos, desequilibrio del rotor, pérdida de vida útil, fatiga mecánica, daños en los cojinetes.</p>	

**Ilustración 3.24 Señal que indica que hay una inestabilidad en el sistema por pérdida de la excitación**



**Ilustración 3.25 Caída de voltaje**

3.8. RESULTADOS Y ANÁLISIS - Pruebas para identificar daños en los rodamientos, desequilibrio del rotor, fatiga mecánica, daños en los cojinetes por un exceso de velocidad fuera de operación.

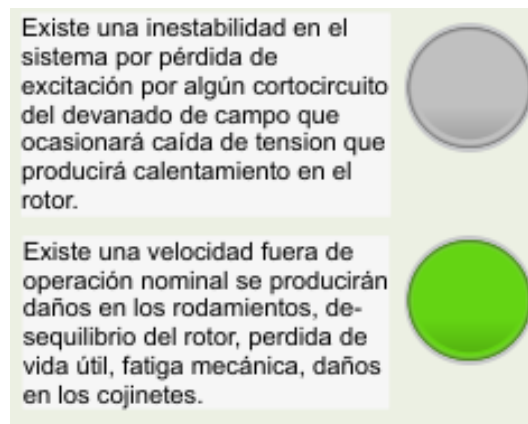


**Ilustración 3.26 Gráfica de inestabilidad por pérdida total del sistema**

**3.8 Pruebas para identificar daños en los rodamientos, desequilibrio del rotor, fatiga mecánica, daños en los cojinetes por un exceso de velocidad fuera de operación.**

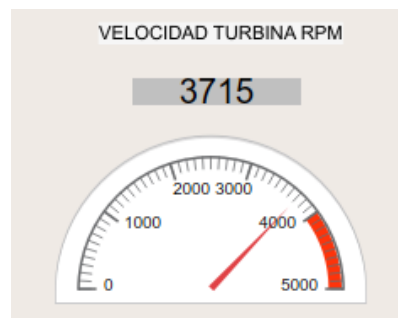
En este caso observamos que cuando exista una falla trifásica o el ingreso y salida de una carga reactiva muy alta, estas anomalías harán que el generador se acelere y aumente su velocidad por unos instantes, los cuales si continuamos operando de esta manera producirán daños en los rodamientos debido a la fatiga mecánica generada por desalineación de los ejes producto de que su rapidez producirá un calentamiento llegando hasta doblarlos; por lo cual, los cojinetes también sufrirán un daño prolongado formando ampollas o agrietándolos dando como resultado una reducción de vida útil. Todos estos daños se pueden al tener aumentos de velocidades (Ilustración 3.30).

3.8. RESULTADOS Y ANÁLISIS - Pruebas para identificar daños en los rodamientos, desequilibrio del rotor, fatiga mecánica, daños en los cojinetes por un exceso de velocidad fuera de operación.



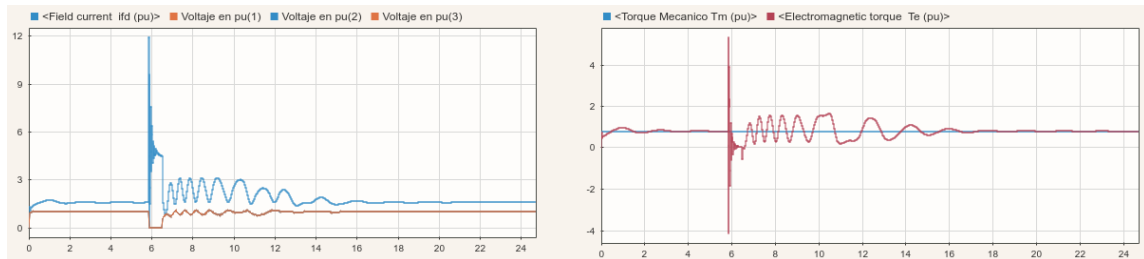
**Ilustración 3.27 Señal que indica una velocidad incrementada fuera de operación**

Determinamos que existirá estos daños mecánicos cuando veamos que el indicador se enciende como se observa en la Ilustración 3.29, y también con las gráficas de voltaje, corriente de campo y torques (Ilustración 3.31), donde se observa una variación muy grande en comparación de las otras variaciones presentadas; tendremos aquí hasta 4 veces sus valores nominales.



**Ilustración 3.28 Velocidad elevada por la anomalía que se presenta**

### 3.9. RESULTADOS Y ANÁLISIS - Pruebas para identificar calentamiento en los cabezales por aumento de potencia capacitiva

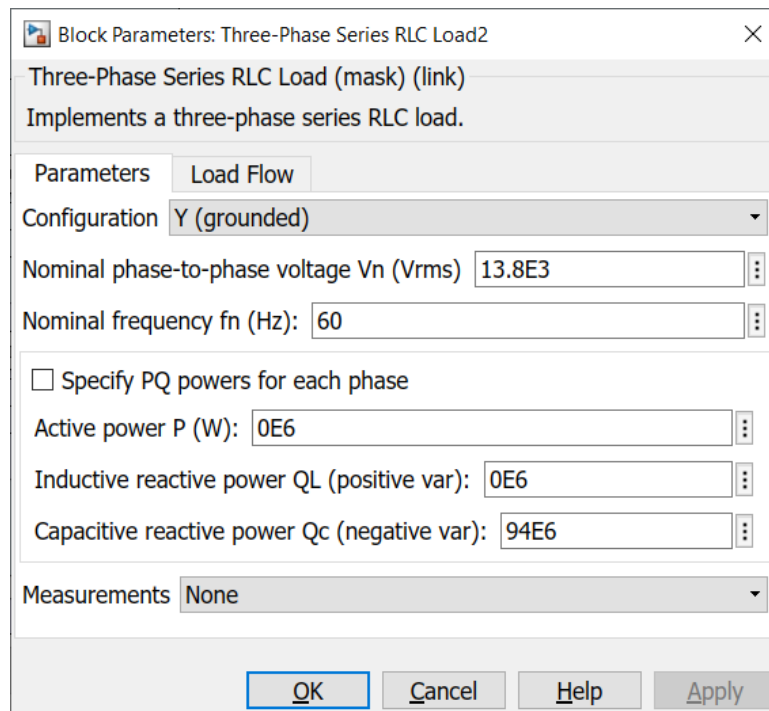


**Ilustración 3.29 Gráfica de Voltajes, corrientes y torques al presenciar un aumento de velocidad**

### 3.9 Pruebas para identificar calentamiento en los cabezales por aumento de potencia capacitiva

Para obtener resultados de esta anomalía es necesario cambiar la operación de la máquina. Este problema surge cuando la máquina opera en la zona de sub-excitación, como se lo mencionó en la sección 2.3.2. Por tanto, es necesario cambiar el factor de potencia de la máquina. Para detectarla con mayor rapidez aplicaremos una carga capacitiva que sea mayor a 0.6 de su valor nominal. En la Ilustración 3.30 observamos el valor obtenido ingresado en la carga.

### 3.9. RESULTADOS Y ANÁLISIS - Pruebas para identificar calentamiento en los cabezales por aumento de potencia capacitiva



**Ilustración 3.30 Carga capacitiva**

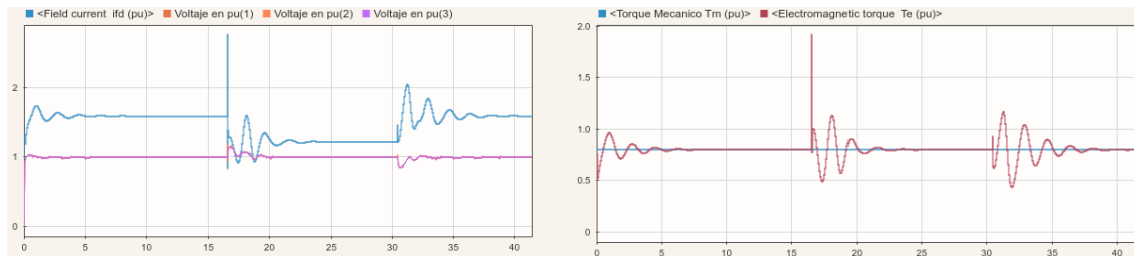
Por tanto, al operar por unos instantes de esta forma se encenderá la señal que indica un calentamiento en los cabezales, como lo vemos en la Ilustración 3.31, que podría producir daños en el estator por calentamiento debido a que existe una corriente en “sentido contrario” a cuando opera en carga nominal. Esta anomalía producirá que la resina que se utiliza para unir los cabezales pierda sus propiedades térmicas, generando pequeñas descargas desde la bobina del estator. Si siguen dándose estos cortocircuitos causará erosión en los cabezales.

Para este caso, teóricamente, sabemos que existirá un calentamiento en los cabezales cuando la potencia baje del límite mínimo de subexcitación que es la corriente de excitación (Ilustración 2.5); además, vemos en la Ilustración 3.32 que cuando trabaje de esta manera la corriente de campo tenderá a bajar debido a que existe una carga capacitiva.

Existe un calentamiento de los cabezales por aumento de potencia capacitiva que producirán calentamiento en el estator, sobrecarga en líneas y cambios de frecuencia



**Ilustración 3.31 Señal que indica calentamiento en los cabezales**

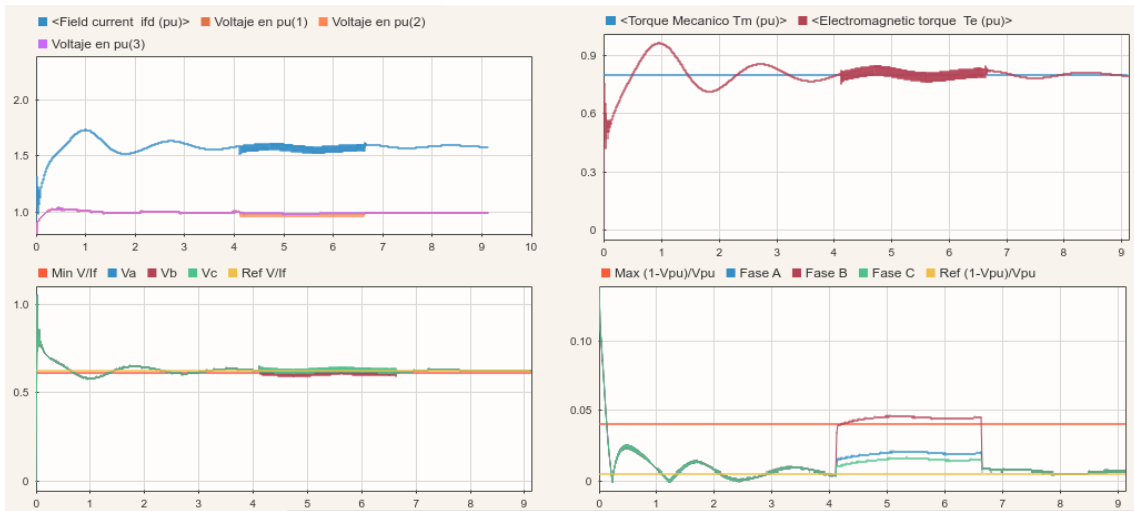


**Ilustración 3.32 Gráfica del voltaje, corriente de campo y torques cuando ingresa y sale la carga capacitiva**

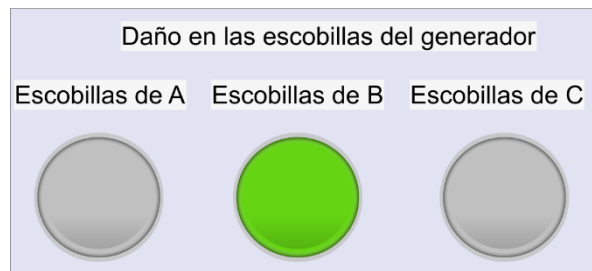
### 3.10 Pruebas para identificar daños en las escobillas

Para validar el modelo de identificación de posibles daños en las escobillas, se utilizó la relación de corriente de campo y voltaje generado en los terminales.

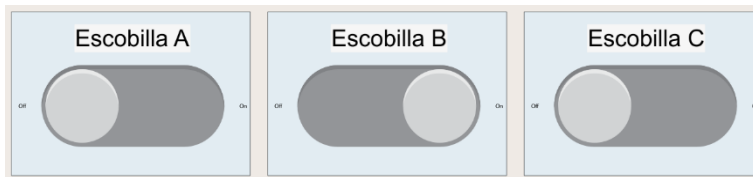
### 3.10. RESULTADOS Y ANÁLISIS - Pruebas para identificar daños en las escobillas



**Ilustración 3.33** Resultado de las gráficas ante la perturbación debido a la una anomalía en las escobillas de la fase B



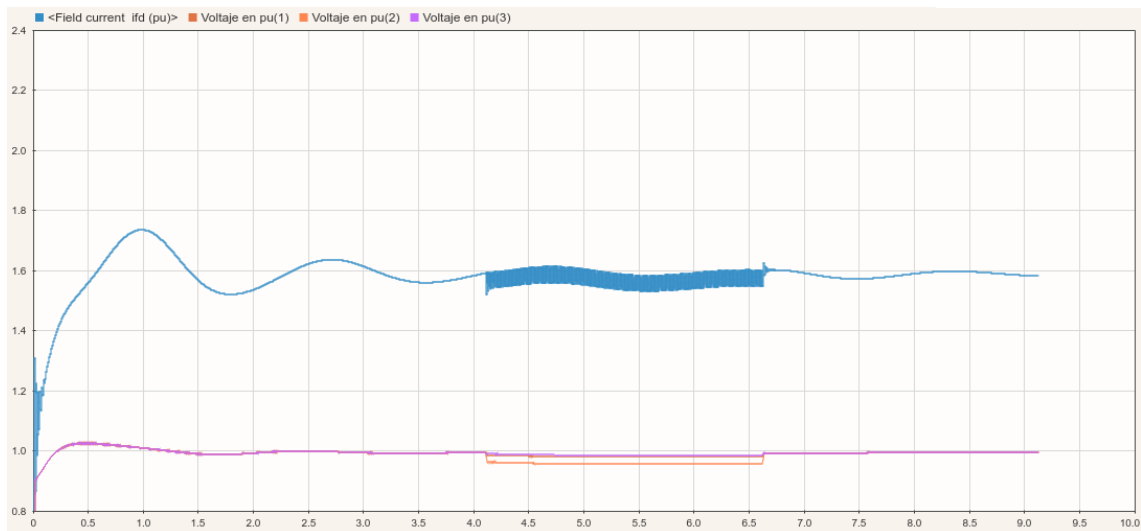
**Ilustración 3.34** Señal que indica una anomalía en las escobillas de la fase B



**Ilustración 3.35** Switch para generar fallas en las escobillas



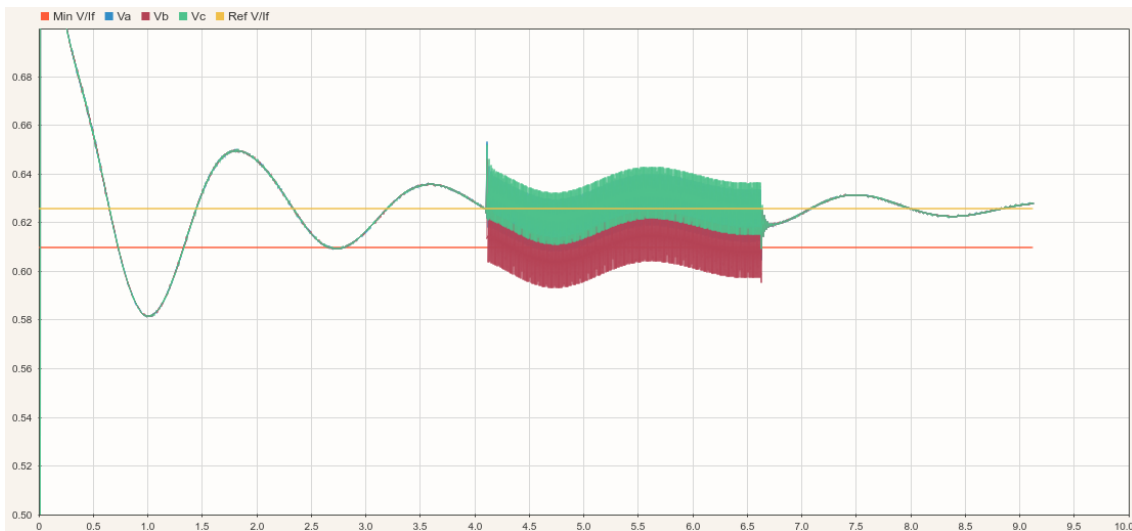
### 3.10. RESULTADOS Y ANÁLISIS - Pruebas para identificar daños en las escobillas



**Ilustración 3.36 Gráfica de corriente de campo y voltaje terminales en función del tiempo ante la entrada de una falla en las escobillas de la fase B**

En la Ilustración 3.36 podemos observar que el voltaje terminal de la fase B (Voltaje en pu 2) cae después del segundo 4, esto debido a que fue activado el switch Escobilla B, como se muestra en la Ilustración 3.35, lo cual provocó que se encienda la señal de daño en las escobillas de la fase B como se muestra en Ilustración 3.34. La corriente de campo se ve afectada debido a que una fase está requiriendo de más corriente para mantener el voltaje terminal igual al nominal, pero a la vez no puede aumentar a lo que requiere porque las otras fases se verían afectadas debido a que en ellas ya se tiene el voltaje terminal igual al nominal. Por ello en la Ilustración 3.36 la curva field current ifd (curva color azul) se ve distorsionada en el segundo 4 hasta el segundo 7 aproximadamente, ya que crece y decrece para lograr el voltaje terminal constante en las tres fases.

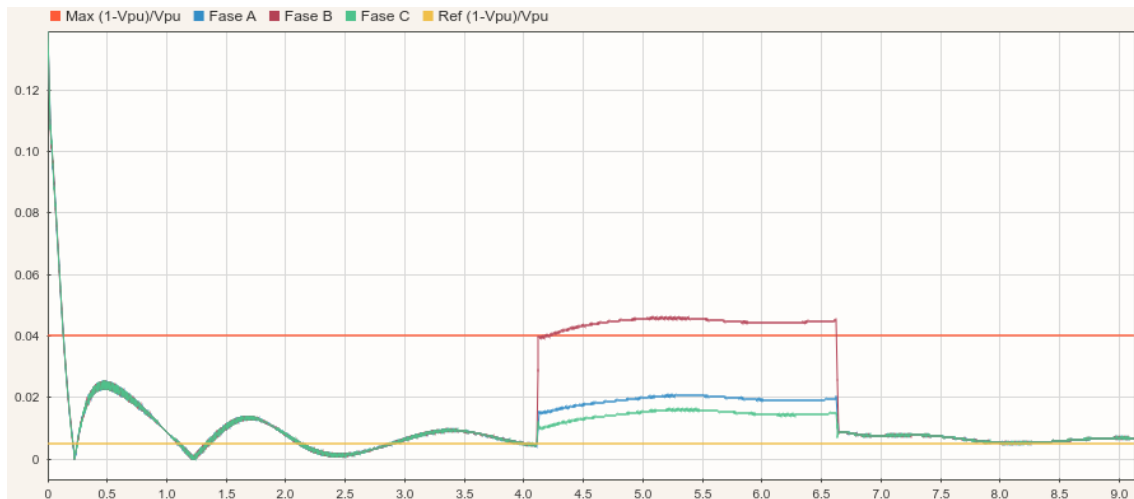
### 3.10. RESULTADOS Y ANÁLISIS - Pruebas para identificar daños en las escobillas



**Ilustración 3.37 Gráfica del cociente entre el voltaje terminal y la corriente de campo en función del tiempo ante la entrada de una falla en las escobillas de la fase B**

En la Ilustración 3.37 en cambio, observamos que el cociente de voltaje vs corriente de campo de la fase B (curva color vino) cae por debajo del límite mínimo de tolerancia, por tanto, se activará la señal de falla en las escobillas de la Fase como lo indica la Ilustración 3.34. La curva cae debido a que la corriente de campo crece para mantener el voltaje terminal de la fase B constante. Lo que la curva indica es que se está requiriendo mayor corriente de campo para generar en el mismo voltaje terminal que se lograba con una corriente de campo menor. Se ve distorsionada ya que la corriente de campo está creciendo y decreciendo para mantener el voltaje terminal de las tres fases constante igual al voltaje nominal.

### 3.10. RESULTADOS Y ANÁLISIS - Pruebas para identificar daños en las escobillas



**Ilustración 3.38 Gráfica del error relativo del voltaje terminal en función del tiempo ante la entrada de una falla en las escobillas de la fase B**

En la Ilustración 3.38 notamos que el error relativo de la fase B (curva color vino) ha sobrepasado el límite máximo de tolerancia de 4% por lo que la señal de falla de las escobillas de la fase B se enciende. Esta gráfica nos permite observar la misma falla que la Ilustración 3.37, pero se diferencian en la relación que usan para la identificación. En esta gráfica notamos que el voltaje terminal de la fase B está lejos de la referencia (voltaje nominal) sin que en el sistema haya existido un cambio en la carga eléctrica conectada. Producto de esto el voltaje terminal en las otras fases de ver afectado, notándose que las curvas de la fase A (color azul) y fase C (color verde) también se alejan, sin superar el límite máximo de tolerancia; y es que estas fases generan lo adecuado bajo la misma excitación a diferencia de la fase B, que bajo la misma excitación no llega al valor adecuado.

### 3.11 Análisis de beneficios

Gracias al monitoreo en condición y al algoritmo propuesto, uno de los beneficios obtenidos es la anticipación a fallos, que puedan provocar que partes de la máquina lleguen a tener daños irreparables por no actuar a tiempo ante una anomalía. De esta manera, traerá ahorro en repuestos y aumento en la vida útil de la máquina y sus componentes. Además, se reducirá el tiempo y costo de mantenimiento.

Por tanto, en la Tabla 3.1 mostramos una comparativa de costos entre un mantenimiento preventivo (Columnas 1 y 2) dado por una empresa particular y la propuesta de un mantenimiento predictivo (Columnas 3 y 4). El análisis de costo – beneficio se obtuvieron de una evaluación del costo de mantenimiento y reparación de las maquinarias y equipo en la empresa generadora de energía CELEC EP dado en [22].

**Tabla 3.1 Análisis costos y beneficios**

<b>ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO PARA MANTENIMIENTO DE CELEC EP</b>			
<b>SERVICIO</b>	<b>TARIFAS GENERADAS</b>	<b>IMPLEMENTACION/PROPUESTA</b>	<b>TARIFA ESTIMADA</b>
Inspección Semi-anual	\$ 101.615,94	Inspección Semi-anual	\$ -
Inspección anual de control	\$ 123.530,00	Inspección anual de control	\$ 123.530,00
Servicios varios (Reparaciones)	\$ 70.935,50	Servicios varios (Reparaciones)	\$ -
Monitoreo Remoto	\$ 1.666,67	Monitoreo Remoto	\$ 1.666,67
		Capacitación	\$ 20.000,00
Subtotal	\$ 297.748,11	Subtotal	\$ 145.196,67
Impuesto a la Renta 22%	\$ 65.504,58	Impuesto a la Renta 22%	\$ 31.943,27
<b>TOTALES</b>	<b>\$ 363.252,69</b>	<b>TOTALES</b>	<b>\$ 177.139,94</b>

Los costos finales disminuyen luego de la implementación de la propuesta, ya que se elimina el valor de la inspección semi-anual y de los servicios varios. Posteriormente se aumenta el valor de la capacitación para el manejo adecuado del programa, sin embargo, a pesar de esto el valor final se mantiene inferior al valor inicial que había antes de la implementación de la propuesta.

# CAPÍTULO 4

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 Conclusiones

- Se desarrolló un algoritmo capaz de identificar fallas en un generador eléctrico. Mismo que se probó con el fin de validar su efectividad en el generador síncrono de rotor liso a vapor de la central termoeléctrica Trinitaria, al estar operando en régimen permanente.
- La función primordial del sistema SCADA desarrollado, radica en la identificación y el monitoreo constante de los elementos o componentes que son más propensos a sufrir daño permanente en caso de que sean operadas bajo anomalías.
- Por los parámetros que ofrecía el bloque del generador síncrono en Simulink Matlab, se realizó un análisis de las variables eléctricas del generador. Se identificaron los distintos factores que causan anomalías en el mismo, los cuales producirán limitaciones de producción donde ya no será necesario realizar una parada de la máquina para la detección de fallas.
- Se demostró la influencia positiva que se obtendría al introducir un sistema inteligente de mantenimiento de generadores en una central térmica mejorando los beneficios económicos.
- La investigación de las fallas frecuentes en las máquinas rotativas fue de gran importancia para entender cuáles eran las señales del sistema que, al ser procesadas, nos permitirían explicar la respectiva falla, para así, mediante el HMI enriquecer el aprendizaje y la labor del ingeniero o experto humano, haciendo más comprensible el problema.

## 4.2 Recomendaciones

- Al momento de generar una anomalía en la máquina mediante los switch en el HMI, se recomienda hacerla una a la vez. Esto debido a que el propósito del algoritmo es identificar las anomalías en estado permanente y, al encender dos switch, se puede generar una falla que provoque cambios en las referencias de las gráficas de relación voltaje terminal - corriente de campo. Eso a su vez detecta fallas en las escobillas incluso cuando en realidad no existen fallas en ellas, sino que fue producto de cambiar la operación de la máquina.
- Las fallas identificadas en este proyecto no son aquellas anomalías significativas externas a la máquina, debido a que estas son identificadas por el sistema de protección. Por ello, el algoritmo desarrollado se basa en las anomalías internas a la máquina, es por tanto que el algoritmo analiza las anomalías cuando la máquina opera en régimen permanente.

# BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. S. Thomas y J. D. McDonald, Power system SCADA and smart grids, Boca Raton, Florida: Taylor & Francis Group, 2015.
- [2] J. C. García Chalarga, L. A. Martínez Torres y G. A. Melo Pareja, «Software tutorial para el análisis de problemas de mantenimiento en motores, transformadores y generadores eléctricos como herramienta de la ingeniería de mantemiento,» Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2004.
- [3] J. F. Carrillo Sánchez, «Determinación del Nivel de ruido en el cuarto de máquina de la central termoeléctrica Guagopolo I Unidad de Negocio Termopichincha,» Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito, 2015.
- [4] F. A. Sanz Ramírez, «Método Híbrido para la Identificacióin de Fallas en Máquina Eléctricas Rotativas Utilizando Señales de Vibración,» Universidad Nacional de Colombia, Antioquia, 2009.
- [5] J. Sánchez Hernández, «Supervisión de la temperatura en los bobinados y estator en un generador eléctrico,» Universidad Santo Tomás, Bogotá, 2014.
- [6] Foro Nuclear, «Rincón Educativo,» 01 2000. [En línea]. Available: <http://www.rinconeducativo.org/es/recursos-educativos/centrales-electricas>. [Último acceso: 10 06 2020].
- [7] G. Enríquez Harper, El libro práctico de los generadores , transformadores y motores eléctricos, Limusa: Noriega Editores, 2004.
- [8] Corporación Eléctrica del Ecuador, «CELEC EP,» 26 09 2017. [En línea]. Available: <https://www.celec.gob.ec/electroguayas/index.php/generacion/resena-historica-de-la-central-trinitaria>. [Último acceso: 09 06 2020].
- [9] P. R. Aguirre Marret, L. M. López Cáceres y J. M. Zambrano Cañizares, «Estudios de Coordinación de las protecciones por métodos computarizados aplicados a la central térmica trinitaria,» Guayaquil, 2012.
- [10] L. Corrales, «Interfaces de Comunicacipón Industrial,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2007.

- [11] M. C. Casado Fernández, «Universidad Complutense Madrid,» 2009. [En línea]. Available: <http://webs.ucm.es/centros/cont/descargas/documento11541.pdf>. [Último acceso: 14 09 2020].
- [12] B. Del Pino Sánchez, «Análisis de Esquemas de Protección para Generadores de Energía Eléctrica,» Madrid, 2017.
- [13] S. A. Mortazavizadeh y S. Mousavi, «A review on condition monitoring and diagnostic techniques of rotating electrical machines,» *Physical Science International Journal*, 2013.
- [14] Z. Y. Medrano Hurtado, C. Pérez Tello, M. A. De Armas Teyra y C. Amaro Hernández, «Un Estudio Sobre La Localización, Detección Y Diagnóstico De Fallas En Máquinas Eléctricas,» Universidad Militar Nueva Granada, California, 2013.
- [15] P. Reichmeider, D. Querrey, C. Gross, D. Novosel y S. Salon, «Partitioning of synchronous machine windings for internal fault analysis,» de *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2000.
- [16] R. Flores y T. Aslaín, «Diagnóstico de Fallas en Máquinas Eléctricas Rotatorias Utilizando la Técnica de Espectros de Frecuencia De Bandas Laterales,» México D.F., 2011.
- [17] J. C. A. Escobar Martínez, «Efecto de corrientes armónicas de secuencia negativa en la operación de máquina síncronas,» San Nicolas de lo Garza, N.L., Nuevo León, 2002.
- [18] M. A. Valdés Ortiz, «Diseño de un algoritmo de diagnóstico de fallas monofásicas en máquinas síncronas de polos salientes usando la máquina de soporte vectorial,» Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2014.
- [19] J. D. D. Alton Barrios, «Utilizacion eficaz teorico práctica de la carta de operación para máquina síncronas,» Monterrey, 1993.
- [20] M. E. Martínez Marroquín, «Guía para la determinación de límites de operación, curva de capacidad, pruebas y mantenimiento predictivo de generadores síncronos,» Universidad de San Carlo de Guatemala, Guatemala, 2003.
- [21] S. A. Garcés Castillo, «Software para la determinación de la carta de operación de generadores síncronos de rotor cilíndrico,» Santiago de Chile, 2015.



- [22] V. E. Loja Maldonado, «Evaluación del costo de mantenimiento y reparación de maquinaria y equipo en las empresas generadoras de energía,» Machala, 2015.
- [23] G. G. E. Figueroa, «Proyecto Reparación Mayor en Caldero de la Central Termoeléctrica Trinitaria-Celec Ep,» Guayaquil, 2013.
- [24] Y. Restrepo Chaustre, J. A. Bacerra Vargas y A. Pardo García, «Metodología de detección de fallas de un motor síncrono,» *Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada*, vol. 2, nº 26, p. 9, 2015.
- [25] A. M. Pérez, Y. A. Romero y S. M. Pérez, «Identificación de los parámetros de un modelo de tercer orden para una máquina síncrona utilizando mediciones en línea,» Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2007.

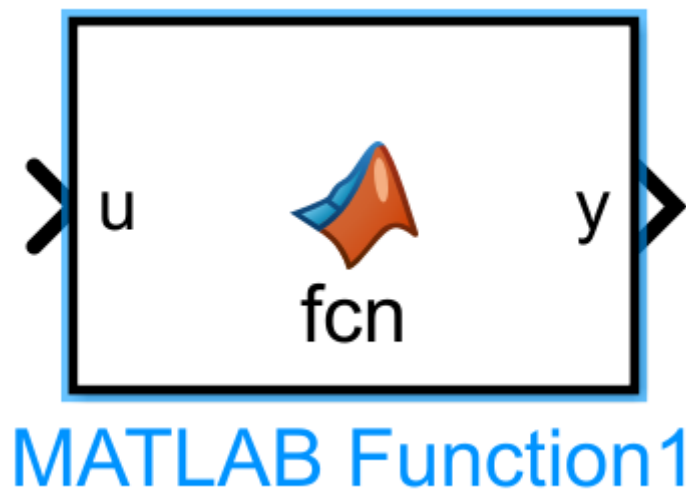
# APÉNDICES

## APÉNDICE A

### Bloques de relevantes de SIMULINK de MATLAB utilizados

#### MATLAB Function

Este bloque se lo puede encontrar en la ruta Simulink/User-Define Functions.

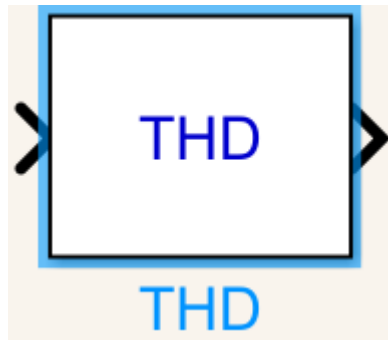


**Figura 1 Bloque MATLAB Function de la librería Simulink**

Este bloque hace la conexión entre un archivo de extensión m con un archivo de extensión mdl o slx. Tiene como sintaxis  $function [y1, \dots, yN] = myfun(x1, \dots, xM)$ , la cual debe ser la primera línea ejecutable de declaración. Donde “myfun” es el nombre que queremos colocar a nuestra función, las variables “y” son las salidas y las “x” son las entradas.

#### THD

El bloque se lo encuentra en la ruta Simscape/Electrical/Specialized Power Systems/ Control & Measurements/Measurements.

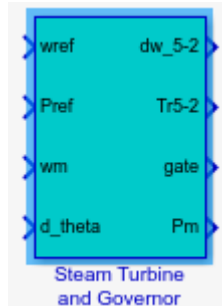


**Figura 2 Bloque THD de Simulink de la librería Simscape**

El bloque calcula la distorsión armónica total (THD) de una señal distorsionada periódica. La señal que ingresa puede ser de voltaje o corriente eléctrica medida.

### Steam Turbine and Governor

El bloque se lo encuentra en la ruta Simscape/Electrical/Specialized Power Systems/Fundamental Blocks/Machines.

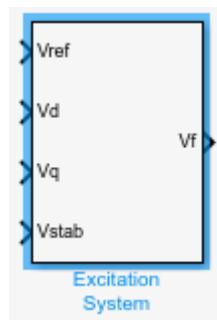


**Figura 3 Bloque Steam Turbine and Governor de Simulink de la librería Simscape**

Este bloque simula una turbina de vapor de cuatro etapas, que incluye un sistema de control de velocidad y un eje con hasta cuatro masas.

### Excitation System

Este bloque se lo encuentra en la ruta Simscape/Electrical/Specialized Power Systems/Fundamental Blocks/Machines.



**Figura 4 Bloque de Excitation System de Simulink de la librería Simscape**

Este bloque proporciona el sistema de excitación para máquina síncrona y regular su voltaje terminal en modo de generación.

## APÉNDICE B

**Script de MATLAB utilizado para analizar calentamientos de devanados y estabilidad crítica de operación mediante la carta de operación del generador síncrono de rotor liso.**

```
function [cr,ce,cc,e] = algoritmo(V,I,Pe,Qe,Ef,Delta)
%Llamando variables por fase
%Fase A
Va=V(1);%Voltaje Fase A en pu
Ia=I(1);%Corriente Fase A en pu
%Fase B
Vb=V(2);%Voltaje Fase B en pu
Ib=I(2);%Corriente Fase B en pu
%Fase C
Vc=V(3);%Voltaje Fase C en pu
Ic=I(3);%Corriente Fase C en pu

%Inicio de variables de deteccion de falla
fcel=0;
fce2=0;
fcr=0;
fcc=0;
fe=0;

%Bases, valores nominales
Sn = 156.5E6;%VA
Pmax_t=133E6;%MW
fpnom=0.85;%En atraso
delta_critico=70;%Grados

%VALORES EN POR UNIDAD
Se=sqrt(Pe^2 + Qe^2);
Xs=2.12;
Iamax=1;
Vmax=1;

%Calculo de magnitud y angulo del Voltaje inducido maximo
%En el punto de interseccion entre El Factor de potencia nominal y
%La Potencia Aparente nominal o maxima
theta=-acos(fpnom);
Efmax_f=Vmax+j*Xs*Iamax*exp(j*theta);

%Conversión de números complejos a forma polar

%Primero definimos el angulo del fasor Efmax
%Obtenemos la parte imaginaria
im=imag(Efmax_f);
%Obtenemos la parte real
re=real(Efmax_f);
%Definimos el ángulo
angle=atan(im/re);
```

```

%Establecemos el número complejo en forma polar:
Efmax=abs(Efmax_f);%Magnitud del fasor
delta_fpnom=angle*180/pi;%Angulo del fasor

%Como se desconoce el valor minimo de la tension minima de campo
%Se estima un valor del 5 al 10% de la maxima permisible
Efmin=0.1*Efmax;

%Calculo del angulo delta del
%Punto de interseccion entre Snom y Pmax
%En la zona de sobreexcitacion
Pmax=Pmax_t/Sn;
fp_Pmax=Pmax/Sn;
theta_Pmax=-acos(fp_Pmax);%Fp en atraso(sobreexcitacion)
Ef_Pmax=Vmax+j*Xs*Iamax*exp(j*theta_Pmax);
%Obtenemos la parte imaginaria
im=imag(Ef_Pmax);
%Obtenemos la parte real
re=real(Ef_Pmax);
%Definimos el ángulo
angle=atan(im/re);
%Establecemos el angulo delta:
delta_Pmax=angle*180/pi;

%Calculo del angulo delta en el
%Punto de interseccion entre el fp=0.9 y Smax=Snom
%En la zona de subexcitacion
fp_cabezales=0.9;
theta_cabezales=acos(fp_cabezales);%Fp en adelante(subexcitacion)
Ef_cabezales=Vmax+j*Xs*Iamax*exp(j*theta_cabezales);
%Obtenemos la parte imaginaria
im=imag(Ef_cabezales);
%Obtenemos la parte real
re=real(Ef_cabezales);
%Definimos el ángulo
angle=atan(im/re);
%Establecemos el angulo delta:
delta_cabezales=angle*180/pi;

%VALIDANDO QUE LAS VARIABLES ESTEN DENTRO DE LA ZONA DE LIMITES
%MINIMOS Y MAXIMOS

%Maximo y Minimo del
%Calentamiento del rotor
if (Ef<Efmin) | (Ef>Efmax)
    fcr=1;
else
    fcr=0;
end

%Maximo y Minimo del
%Calentamiento del estator
if Ia>Iamax | Ib>Iamax | Ic>Iamax
    fce1=1;
else
    fce1=0;
end

```

```

%ESTABILIDAD CRITICA
if
(Delta>delta_critico) | (Pe>(Qe+Va^2/Xs)*tan(delta_critico*pi/180))
    fe=1;
else
    fe=0;
end

%VALIDACIONES POR ZONAS DE OPERACION

%CALENTAMIENTO DEL DEVANADO DEL ROTOR
%Zona de Sobreexcitacion
if (Delta>0) & (Delta<=delta_fpnom)
    if
(( (Pe)^2+(Qe+Va^2/Xs)^2)>=(Va*Efmax/Xs)^2) | (( (Pe)^2+(Qe+Vb^2/Xs)^2)>=(
Vb*Efmax/Xs)^2) | (( (Pe)^2+(Qe+Vc^2/Xs)^2)>=(Vc*Efmax/Xs)^2)
        fcr=1;
    end
else
    fcr=0;
end
%Zona de Subexcitacion
if (Delta>0) & (Delta<delta_critico)
    %Minima Corriente de campo
    if
(( (Pe)^2+(Qe+Va^2/Xs)^2)<=(Va*Efmin/Xs)^2) | (( (Pe)^2+(Qe+Vb^2/Xs)^2)<=(
Vb*Efmin/Xs)^2) | (( (Pe)^2+(Qe+Vc^2/Xs)^2)<=(Vc*Efmin/Xs)^2)
        fcr=1;
    end
else
    fcr=0;
end

%Calentamiento de Cabezales
Q1=-0.6;
P1=0;
Q2=-0.4025;%Q=(Va*abs(Ef_cabezales)*cos(delta_cabezales)-
Va^2)/2.12
P2=0.9;
pendiente=(P2-P1)/(Q2-Q1);
if Pe>pendiente*(Qe-Q1)
    fcc=1;
else
    fcc=0;
end

%CALENTAMIENTO DEL DEVANADO DEL ESTATOR
%Zona entre factor de potencia nominal y potencia activa maxima
if (Delta>=delta_fpnom) & (Delta<=delta_Pmax)
    if (Se>=1)
        fce2=1;
    end
else
    fce2=0;
end

%Corriente de armadura mayor a la maxima que es igual a la nominal

```



```
if (Delta>delta_Pmax) | (Delta<delta_fpnom)
    %Zona entre el angulo denpotencia activa maxima y
    %el angulo critico de estabilidad
    if (Delta>delta_Pmax) & (Delta<delta_critico)
        if Se>sqrt(Pmax^2+Qe^2)
            fce2=1;
        end
    end
    %Zona de sobreexcitacion
    %Zona entre el fp nominal y sin carga
    if (Delta<delta_fpnom) & (Delta>0)
        if Se==1 & Pe<Pmax
            fce2=1;
        end
    end
else
    fce2=0;
end
fce=fce1 | fce2;
%SALIDAS
cr=fcr;
ce=fce;
cc=fcc;
e=fe;
```