



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Determinación de los parámetros que afectan el ajuste y la coordinación de la protección de pérdida de sincronismo en generadores

Determining parameters affecting the adjustment and coordination of out of step protection in synchronous machines

Juan David Granada Zapata

Universidad Nacional de Colombia Facultad de Minas

Departamento de Energía eléctrica y automática

Medellín, Colombia

2015



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Determinación de los parámetros que afectan el ajuste y la coordinación de la protección de pérdida de sincronismo en generadores

Determining parameters affecting the adjustment and coordination of out of step protection in synchronous machines

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería Eléctrica

Director:
Ph.D., MSc, Ernesto Pérez González

Universidad Nacional de Colombia Facultad de Minas
Departamento de Energía eléctrica y automática
Medellín, Colombia
2015

A la vida por todo lo que me ha brindado.

“Even if we could turn back, we'd probably never end up
where we started.”
-Haruki Murakami-



Agradecimientos

A Ernesto Pérez González. Mil gracias por su disposición, por su paciencia y sobre todo por compartir sus conocimientos y guiarme durante todo este proceso.

Agradezco a EPM por brindarme los medios económicos y el tiempo necesario, para enriquecer mi conocimiento y desarrollo profesional.

A mis padres porque fueron ellos los que sentaron las bases de lo que hoy soy.

A Joha por su compañía y auténtico amor.



Resumen

En este trabajo se analizan los parámetros más relevantes de un sistema eléctrico de potencia eléctrico que pueden influir en el ajuste y coordinación de la protección de pérdida de sincronismo de máquinas síncronas. Inicialmente se presenta el tema de la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia. Luego el tema de la pérdida de sincronismo en una máquina síncrona, se presentan a continuación los conceptos básicos de la protección de pérdida de sincronismo o fuera de paso (ANSI 78) y las características operativas más usadas. En la parte principal del trabajo se realiza de manera detallada un análisis de sensibilidad en diferentes sistemas eléctricos de potencia seleccionados, donde se identifican los parámetros de la red eléctrica que influyen en el ajuste de la función de protección y se soporta este análisis por medio de estudios de estabilidad transitoria. Adicionalmente, se una metodología para la validación del ajuste, las consideraciones a tenerse en cuenta en cuanto a la coordinación con la función de protección de pérdida de campo (ANSI 40) y la función de protección distancia (ANSI 21), también se propone una metodología sencilla y fácil para la realización de pruebas de desempeño.. Los resultados obtenidos permiten concluir que es posible lograr un ajuste confiable, seguro y validado de la función de protección a partir de la identificación de los parámetros que influyen en el ajuste de la función de protección y siguiendo la metodología propuesta en este documento.

Palabras claves: Estabilidad, Protección eléctrica, Sistema eléctrico de potencia, Pérdida de sincronismo.



Abstract

The most important parameters of an electric power system that can influence the setting and coordination of out of step protection are analyzed in this work. First, the topic of electric power systems stability is presented. Second, the issue of loss of synchronism in a synchronous machine is presented. Then, basic concepts of out of step protection (ANSI 78) and the most used operating characteristics are exposed. In the main part of this work, a detailed sensitivity analysis of several electrical parameters of the electric power system that affect the protection setting is done supported by transient stability studies. Besides, important considerations to determine preliminary protection are presented. A proposed methodology to validate the protection setting are described from the electrical analysis results for two types of operating characteristics (MHO and Polygonal). Additionally, the most important considerations that must be taken into account to coordinate the protection with loss of field protection (ANSI 40) and distance protection (ANSI 21) are presented. Finally, a simple and easy methodology for performance testing is also proposed. The results obtained indicate that it is possible to achieve a reliable, safe and validated setting from the analysis done and following and applying the methodology proposed here.

Key words: Stability, Protection, Electric Power System, out of step, loss of synchronism.



Nomenclatura

$V_n =$	Voltaje Nominal [V]
$S_n =$	Potencia Aparente Nominal [VA]
CT=	Transformadores de corriente
PT=	Transformadores de potencial
CTR=	Relación de transformación de transformadores de corriente
CTR=	Relación de transformación de transformadores de potencia
$R_e =$	Resistencia externa del sistema [Ω]
$X_e =$	Resistencia externa del sistema [Ω]
R=	Resistencia eléctrica [Ω]
X=	Reactancia eléctrica [Ω]
ANSI =	American National Standards Institute
DIGSILENT =	Digital simulation and electrical network calculation program
PSS=	Power System Stabilizer
$f =$	Frecuencia electrica [Hz]
H=	Constante de inercia [s]
$\delta =$	Angulo del rotor de la maquina [°]
$P_e =$	Potencia eléctrica de la máquina [MW]
$P_m =$	Potencia mecánica de la máquina
kA=	Kilo amperios
kV=	Kilo voltios
MHO=	Unidad inversa a la resistencia eléctrica
COMTRADE=	Common format for Transient Data Exchange for power systems
$\delta_c =$	Ángulo crítico del rotor de despeje de fallas [°]
$\delta_0 =$	Ángulo inicial del rotor antes de la falla [°]



$X_g =$	Resistencia externa del sistema [Ω]
$V_g =$	Voltaje en terminales de la máquina [Ω]
$X_T =$	Reactancia del transformador de potencia elevador [Ω]
$X'_d =$	Reactancia transitoria de eje directo de la máquina
$GD2 =$	Efecto volante del generador [tm^2]
$n =$	Velocidad nominal del generador [RPM]
$\Theta =$	Angulo de torque entre la tensión en bornes y la FEM inducida del generador
$p.u =$	Valor en por unidad
$Sec =$	Valor primario
$Prim =$	Valor primario



Contenido

Agradecimientos.....	4
Resumen	V
Abstract	6
Nomenclatura	7
1. Introducción	14
2. La estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia	19
2.1 Estabilidad de ángulo.....	20
2.2 Pérdida de sincronismo en un generador	21
3. Protección contra pérdida de sincronismo	25
3.1 Características operativas de la función de protección	26
3.1.1 <i>Característica operativa tipo MHO de 1 blinder</i>	27
3.1.2 <i>Característica operativa tipo MHO de 2 blinders</i>	28
3.1.3 <i>Característica operativa poligonal</i>	29
3.1.4 <i>Característica operativa lenticular</i>	30
4. Curva de cargabilidad de un generador sincrónico.....	32
5. Análisis de sensibilidad de la protección de pérdida de sincronismo ante diferentes parámetros eléctricos	37
5.1 Metodología propuesta de ajuste y validación de la función de protección	37
5.2 Análisis para una red eléctrica conformada por unidades de generación de pequeña potencia	45
5.2.1 <i>Ajuste Preliminar de la Protección tipo MHO</i>	46
5.2.2 <i>Definición de topologías y escenarios operativos</i>	46
5.2.3 <i>Determinación de los tiempos críticos de despeje de fallas</i>	47
5.2.4 <i>Análisis de estado estable</i>	48
5.2.5 <i>Análisis de estabilidad</i>	48
5.2.6 <i>Influencia de la Resistencia de Falla</i>	50
5.2.7 <i>Influencia de los escenarios operativos</i>	51
5.2.8 <i>Proceso de Reajuste de la Protección</i>	52
5.2.9 <i>Análisis Angular</i>	53
5.3 Análisis de sensibilidad en una red eléctrica conformada por unidades hidráulicas de gran potencia	55
5.4 Análisis de sensibilidad en una red eléctrica conformada por unidades térmicas de gran potencia.....	60
5.5 Comparación entre la característica operativa tipo MHO y la característica poligonal	65
6. Consideraciones para la coordinación con otras funciones de protección.....	69
6.1 Protección distancia (ANSI 21).....	69
6.2 Protección pérdida de campo (ANSI 40).....	70
6.3 Coordinación con las funciones ANSI 21 y ANSI 40.....	72



7. Validación desempeño de la función de protección	74
8. Conclusiones y trabajo futuro.....	79
8.1 Conclusiones	79
8.2 Trabajo futuro	83
A. Anexo: Datos técnicos usados en el caso de estudio 1.....	85
B. Anexo: Datos técnicos usados en el caso de estudio 2.....	86
C. Anexo: Datos técnicos usados en el caso de estudio 3.....	87
D. Anexo: Determinación del ajuste preliminar de la característica tipo MHO de 1 blinder	88
E. Anexo: Determinación del ajuste preliminar de la característica poligonal	91
F. Anexo: Modelado de la característica operativa tipo MHO de 1 blinder en DIGSILENT..	94
G. Anexo: Modelado de la característica operativa poligonal en DIGSILENT	99
Bibliografía	102



Lista de Tablas

Tabla 1 Escenarios operativos y topologías eléctricas mínimas recomendados para los análisis.....	43
Tabla 2 Impedancias externas del caso de estudio 1	46
Tabla 3 Topologías eléctricas analizadas en el caso de estudio 1	46
Tabla 4 Escenarios operativos analizados en el caso de estudio 1	46
Tabla 5 Tiempos críticos de despeje de fallas caso de estudio 1	47
Tabla 6 Comparación del ajuste preliminar y el ajuste definitivo.....	53
Tabla 7 Tiempos críticos de despeje de fallas caso de estudio 2	56
Tabla 8 Topologías eléctricas analizadas en el caso de estudio 2	58
Tabla 9 Escenarios operativos analizados en el caso de estudio 2	58
Tabla 10 Tiempos críticos de despeje de fallas caso de estudio 3	61
Tabla 11 Topologías eléctricas analizadas en el caso de estudio 3	62
Tabla 12 Escenarios operativos analizados en el caso de estudio 3	62
Tabla 13 Comparación del ajuste preliminar y el ajuste definitivo de la característica MHO de 1 <i>blinder</i>	68
Tabla 14 Comparación del ajuste preliminar y el ajuste definitivo de la característica poligonal	68
Tabla A-15 Datos Técnicos generadores caso estudio 1.....	85
Tabla A-16 Datos Técnicos transformadores de corriente generadores caso estudio 1	85
Tabla A-17 Datos Técnicos transformador de potencia caso estudio 1	85
Tabla A-18 Datos Técnicos cables de alta tensión caso estudio 1	85
Tabla B-19 Datos Técnicos generadores caso estudio 2.....	86
Tabla B-20 Datos Técnicos transformador de potencia caso estudio 2	86
Tabla B-21 Datos Técnicos cables de alta tensión caso estudio 2	86
Tabla B-22 Datos Técnicos transformadores de corriente generadores caso estudio 2	86
Tabla B-23 Datos Técnicos cables de alta tensión caso estudio 2	86
Tabla C-24 Datos Técnicos generadores caso estudio 3	87
Tabla C-25 Datos Técnicos transformador de potencia caso estudio 3.....	87
Tabla C-26 Datos Técnicos transformadores de corriente generadores caso estudio 3.....	87



Lista de Figuras

Figura 1 Clasificación de la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia [3].	20
Figura 2 Corriente de armadura de un generador ante la pérdida de sincronismo	22
Figura 3 Tensión en terminales de un generador ante la pérdida de sincronismo	22
Figura 4 Modelo eléctrico para explicar la pérdida de sincronismo de un generador	23
Figura 5 Mapa mental resumido de la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia [Fuente del autor].	24
Figura 6 Señales de corriente y tensión normalmente usadas por el relé de protección ANSI 78 [10].	25
Figura 7 Trayectoria de la impedancia en el plano R-X - Adaptado de [11].	26
Figura 8 Característica operativa tipo MHO con 1 <i>blinder</i> [12].	28
Figura 9 Característica operativa tipo MHO con 2 <i>blindings</i> [12].	28
Figura 10 Característica operativa tipo poligonal [6].	29
Figura 11 Característica operativa tipo lenticular [13].	30
Figura 12 Mapa mental de la protección de pérdida de sincronismo [Fuente del autor].	31
Figura 13 Diagrama fasorial de un generador sincrónico [14].	32
Figura 14 Curva de cargabilidad típica de un generador sincrónico de polos salientes [Fuente del Autor].	34
Figura 15 Curva de cargabilidad de un generador de polos lisos con turbina a térmica [16].	35
Figura 16 Diagrama de flujo de la metodología propuesta [Fuente del autor].	38
Figura 17 Red eléctrica simplificada usada para el caso de estudio 1.	45
Figura 18 Ángulo del rotor de las unidades de la planta 1 caso estable (izq.) caso inestable (der).	47
Figura 19 Ángulo del rotor de las unidades de la planta 2 caso estable (izq.) caso inestable (der).	47
Figura 20 Impedancia de carga vista por el relé de la planta 1(izq.) planta 2(der.)	48
Figura 21 Impedancia aparente vista por el relé de la planta 1(izq.) planta 2(der.) ante osc. estable.	49
Figura 22 Impedancia aparente del relé de la planta 1 (izq.) y planta 2 (der.) ante una oscilación inestable.	49
Figura 23 Trayectoria de la impedancia de la planta 2 con diferentes resistencias de falla.	50
Figura 24 Trayectoria de la impedancia de la planta 2 en diferentes escenarios operativos.	51
Figura 25 Impedancia aparente relé planta 2 ante oscilación inestable en topología 2.	52
Figura 26 Característica refinada ante una oscilación inestable en la topología 2	53
Figura 27 Tensión, Corriente, Potencia Activa y Ángulo del rotor de la Planta 1 en oscilación estable.	54
Figura 28 Tensión, Corriente, Potencia Activa y Ángulo del rotor de la Planta 1 en oscilación inestable	54
Figura 29 Red eléctrica usada para el caso de estudio 2	55
Figura 30 Ángulo del rotor de las unidades del caso de estudio 2 caso estable (izq.) caso inestable (der)	56
Figura 31 Impedancia aparente vista por el relé ante una oscilación estable caso de estudio 2.	57
Figura 32 Impedancia aparente del relé ante una oscilación inestable caso de estudio 2.	57
Figura 33 Ajuste validado de la protección de pérdida de sincronismo del caso de estudio 2.	58
Figura 34 Tensión, Corriente, Potencia Activa y Ángulo del rotor ante osc. estable caso estudio 2.	59
Figura 35 Tensión, Corriente, Potencia Activa y Ángulo del rotor ante osc. inestable caso de estudio 2	59
Figura 36 Red eléctrica usada para el caso de estudio 3	60
Figura 37 Ángulo del rotor de las unidades del caso de estudio 3 caso estable (izq.) caso inestable (der)	61
Figura 38 Impedancia aparente vista por el relé ante una oscilación estable caso de estudio 3.	62



Figura 39 Impedancia aparente del relé ante una oscilación inestable caso de estudio 3.....	63
Figura 40 Ajuste validado de la protección de pérdida de sincronismo del caso de estudio 3.....	63
Figura 41 Tensión, Corriente, Potencia Activa y Ángulo del rotor ante osc. estable caso estudio 3.....	64
Figura 42 Tensión, Corriente, Potencia Activa y Ángulo del rotor ante osc. inestable caso de estudio 3.....	64
Figura 43 Comparación de las características operativas tipo MHO y la poligonal en el plano R-X.....	66
Figura 44 Trayectoria de la impedancia ante una oscilación inestable cercana al generador	67
Figura 45 Trayectoria de la impedancia ante una oscilación inestable con cambios topológicos en la red	67
Figura 46 Características operativas refinadas ante una oscilación inestable lejana al generador	68
Figura 47 Zonas de protección de la función de protección (ANSI 21)	70
Figura 48 Característica operativa tipo MHO de la función de protección ANSI 21 [20].	70
Figura 49 Característica operativa tipo MHO de la función de protección ANSI 40 [20].	71
Figura 50 Característica operativa de admitancia de la función de protección ANSI 40 [6].	71
Figura 51 Ajuste de las funciones ANSI 21, ANSI 40 y ANSI 78 en un plano R-X [Fuente del autor].	73
Figura 52 Normalización las señales de corriente y tensión del generador en DIGSILENT [Fuente del autor].	74
Figura 53 Exportación de las formas de onda a formato COMTRADE en DIGSILENT [Fuente del autor].	75
Figura 54 Formato COMTRADE exportado de DIGSILENT [Fuente del autor].	76
Figura 55 Formas de onda de corrientes y tensión en el programa TEST UNIVERSE [Fuente del autor].	77
Figura 56 Conexionado y pruebas de inyección secundaria en un relé de protección [Fuente del autor].	77
Figura 57 Resultados pruebas de desempeño para un relé con característica poligonal [Fuente del autor]. ...	78
Figura 58 Secuencial de eventos de un relé con característica poligonal [Fuente del autor].	78
Figura 59 Ajuste preliminar de una característica de operación MHO con 1 <i>blinder</i>	90
Figura 60 Ajuste preliminar de una característica de operación poligonal	93
Figura 61 Adición de los transformadores de corriente y tensión en DIGSILENT	94
Figura 62 Modificación del tipo de relé en DIGSILENT	95
Figura 63 Adición de la característica tipo MHO en DIGSILENT	95
Figura 64 Estructura del modelo del relé tipo MHO en DIGSILENT	95
Figura 65 Ajuste del <i>blinder</i> izquierdo del modelo del relé tipo MHO en DIGSILENT	96
Figura 66 Ajuste del <i>blinder</i> derecho del modelo del relé tipo MHO en DIGSILENT	96
Figura 67 Ajuste del círculo de impedancias en el relé tipo MHO en DIGSILENT	96
Figura 68 Ajuste de la graficar de la impedancia vista por el relé tipo MHO en DIGSILENT	97
Figura 69 Ajuste de las variables R-X del relé tipo MHO en DIGSILENT	97
Figura 70 Adición de las variables R-X en la gráfica Subplot en DIGSILENT	97
Figura 71 Característica de protección tipo MHO en DIGSILENT	98
Figura 72 Adición de la característica poligonal en DIGSILENT	99
Figura 73 Estructura de la característica de protección poligonal en DIGSILENT	100
Figura 74 Configuración de la zona 1 de la característica de protección poligonal en DIGSILENT.....	100
Figura 75 Configuración de la zona 2 de la característica de protección poligonal en DIGSILENT.....	101
Figura 76 Característica de protección tipo poligonal en DIGSILENT	101



1. Introducción

Durante su operación los sistemas eléctricos de potencia experimentan diferentes perturbaciones originadas por múltiples y diversos factores, tales como cambios de carga, apertura de una o varias líneas de transmisión, desconexión de una o varias unidades de generación, maniobras operativas a elementos de interrupción y corte, fallas, entre otras. Estas perturbaciones son inherentes a los sistemas eléctricos y no representan peligro desde que se asegure su amortiguamiento en el menor tiempo posible, tomando las acciones de control y protección necesarias para ello, ya sean automáticas y/o coordinadas.

Un sistema eléctrico es estable si cuenta con la capacidad de mantener el equilibrio operacional después de la ocurrencia de un evento o perturbación, manteniendo la mayoría de las variables dentro de rangos seguros, sin interrumpir el fluido eléctrico. Para lograr lo anterior se hace necesario detectar rápidamente la condición de falla y desconectar de manera segura el elemento fallado, por medio de sistemas de protección eléctrica, los cuales deben ser altamente seguros, altamente confiables, selectivos y rápidos, orientados principalmente en mantener la integridad y la estabilidad del sistema eléctrico de potencia.

Los generadores son uno de los elementos más importantes dentro de un sistema eléctrico de potencia, además de suministrar la potencia eléctrica necesaria para atender la demanda, ayudan a mantener la estabilidad de tensión, frecuencia y de ángulo ante alguna perturbación que se pueda presentar. También es posible que ante ciertas condiciones, estos lleguen a perder sincronismo con respecto al sistema al cual se conectan, razón por la cual dentro de las funciones de protección que conforman sus sistemas de protección se encuentra la protección de pérdida de sincronismo o de fuera de paso (ANSI 78), función de protección que evalúa el



comportamiento de la impedancia aparente y evalúa si la oscilación de potencia es estable o inestable, generando orden de apertura al interruptor de máquina de ser necesario. El ajuste de la protección de pérdida de sincronismo involucra diferentes parámetros del sistema eléctrico, tales como impedancias transitorias de la máquina, impedancia de corto circuito del transformador elevador, impedancia de la línea o cable de alta tensión que conecta el lado de alta del transformador elevador con la subestación, la impedancia equivalente del sistema, entre otros.

El ajuste preliminar puede determinarse siguiendo las recomendaciones de los diferentes fabricantes de los equipos de protección y teniendo en cuenta la característica operativa escogida (impedancia tipo MHO de 1 *blinder*, poligonal, lenticular, etc.), pero para lograr un ajuste validado se deben tener en cuenta algunas consideraciones importantes y realizar estudios de estabilidad transitoria y dinámica detallados, los cuales permitirán evaluar el comportamiento de la impedancia aparente vista por el equipo de protección ante diferentes condiciones operativas, configuraciones de red, diferentes tipos de despacho, entre otros, determinando la forma más conveniente de ajustar la característica, definir los tiempos de ejecución y retención del disparo y el número de conteos oscilatorios previos al disparo. Esta función es de suma importancia el generador como el sistema eléctrico, debido a que tiene la capacidad de detectar oscilaciones estables e inestables cercanas al centro geométrico del generador, como para oscilaciones de las mismas características pero que se presenten en el sistema eléctrico, tomando la decisión de correcta en el momento esperando, manteniendo así la estabilidad del sistema. Los objetivos de este trabajo son entonces:

Objetivo General

Determinar los parámetros más relevantes que influyen el ajuste, y coordinación de la protección de pérdida de sincronismo (ANSI 78) en generadores dentro de un sistema eléctrico de potencia seleccionado.



Objetivos Específicos

- Estudiar en detalle las particularidades de un sistema eléctrico de potencia que inciden dentro de la determinación del ajuste de la protección de pérdida de sincronismo en un generador sincrónico de gran potencia, para determinar lo que debe incluir un estudio detallado que soporte el ajuste seguro y confiable de dicha función de protección.
- Contrastar diferentes metodologías de ajuste de la función de protección propuestas por fabricantes de equipos de protección, identificar esto es suficiente o deben realizarse estudios eléctricos más completos.
- Identificar la sensibilidad de la protección de pérdida de sincronismo a diferentes parámetros tales como: tipo de máquina, tamaño de las máquinas, equipos de control asociados, ubicación del generador dentro de la red eléctrica, límites de estabilidad del generador.
- Identificar las consideraciones que deben ser tenidas en cuenta para coordinar la función de protección de pérdida de sincronismo con la función de protección de pérdida de campo (ANSI 40) y protección distancia o mínima impedancia (ANSI 21) en un generador sincrónico.

El contenido de este trabajo de grado está distribuido inicialmente por tres capítulos de fundamentación teórica, capítulos 2, 3 y 4 donde se da una breve descripción del tema de estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia, la curva de cargabilidad de un generador sincrónico para entender el comportamiento de la misma en régimen permanente y transitorio, la fundamentación teórica básica de la protección de pérdida de sincronismo y las características operativas de protección más usadas. En el capítulo 5 se plantea la determinación de los parámetros más relevantes que influyen el ajuste, y coordinación de la protección de pérdida de sincronismo en generadores (ANSI 78) para tres redes eléctricas con tres tipos de generadores diferentes (generadores de baja potencia, generadores de gran



potencia y generadores de gran potencia con turbinas térmicas), para lograr esto se propone una metodología de ajuste y validación de la protección de pérdida de sincronismo, la cual identifica claramente los parámetros que deben considerarse, el tipo de análisis eléctricos que deben realizarse y las consideraciones adicionales que deben tenerse en cuenta para lograr un ajuste validado que cumpla con altos niveles de confiabilidad y seguridad. La aplicación de la metodología propuesta en los casos de estudio propuestos, está acompañada de un ejercicio de contrastación de dos características operativas de protección (característica tipo MHO de 1 *blinder* vs característica poligonal) y de un análisis detallado de sensibilidad de la protección de pérdida de sincronismo ante la variación de diferentes parámetros, tales como, impedancia de falla, topologías de res, escenarios operativos, condición operativa de la central de generación, etc. En el capítulo 6 se describen las consideraciones más importantes que se deben tener en cuenta para coordinar el ajuste de la protección de pérdida de sincronismo con otras funciones de protección de medición de impedancia, tal es el caso de la protección distancia (ANSI 21) y la protección de pérdida de campo (ANSI 40). Posteriormente, en el capítulo 7 se describe una propuesta metodológica para realizar pruebas de desempeño al equipo de protección de pérdida de sincronismo de manera fácil y precisa, usando como insumo principal los resultados obtenidos en los análisis eléctricos que se describen en el capítulo 6.

Finalmente el capítulo 8 presenta las conclusiones finales del trabajo realizado después de contrastar y darle cumplimiento a los objetivos planteados, dentro de estas conclusiones se destaca que se hace necesario validar el ajuste definitivo de la función de protección de pérdida de sincronismo con la realización de análisis eléctricos y de estabilidad transitoria, ya que el comportamiento de la impedancia vista por el equipo de protección depende de múltiples factores tales como: impedancias internas de los generadores y sus equipos asociados, el punto de conexión del generador al sistema eléctrico, la topología de red, los escenarios operativos, entre otros. En este capítulo también se proponen temáticas que pueden ser abordadas en otros trabajos o investigaciones y que quedan abiertas para ser



exploradas, como la implementación de variables globales para el cálculo de la impedancia aparente vista por el dispositivo de protección ante diferentes tipos de oscilaciones tanto estables como inestables y la aplicación de la función de protección de forma adaptativa.

Como valor agregado a este trabajo se presenta una guía para modelar en el software de simulación DIGSILENT [1], las características operativas de protección tipo MHO de un *blinder* y la característica poligonal de la función de protección de pérdida de sincronismo, de esta manera se logra suplir la falencia que tiene este aplicativo, en cuanto a la disponibilidad de modelos de simulación de equipos de protección con esta función de protección.



2. La estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia

La presencia de oscilaciones de potencia es algo inherente a los sistemas eléctricos de potencia y no representan riesgo a la seguridad de estos desde que su amortiguamiento se encuentre dentro de los límites definidos como aceptables. A medida que los sistemas eléctricos de potencia crecen y se expanden estas oscilaciones naturales aumentan, lo que aumenta el grado de dificultad del control del amortiguamiento de estas oscilaciones. Algunos ejemplos de estas perturbaciones son: la apertura de una línea de transmisión, fallas eléctricas en algún elemento del sistema, salida de una planta o unidades de generación de gran capacidad o la salida de una carga de tamaño considerable.

Si bien el concepto de estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia es bastante complejo y extenso, no es la finalidad de este escrito explicar todo lo relacionado con este concepto, lo que se busca es definir este concepto y dejar claro que hay una estrecha relación entre la estabilidad y las oscilaciones de potencia con el ajuste de la protección de pérdida de sincronismo en generadores. La estabilidad se clasifica como se describe a continuación [2]:

- **Estabilidad de ángulo:** Se define como la capacidad de las unidades de generación de un sistema eléctrico de potencia de mantener el sincronismo después de la ocurrencia de una perturbación.
- **Estabilidad de tensión:** Está relacionada directamente con la capacidad del sistema eléctrico de potencia de mantener los niveles de tensión constantes en todas sus barras después de la ocurrencia de un evento o perturbación.
- **Estabilidad de frecuencia:** Es la capacidad del sistema eléctrico de potencia de mantener la frecuencia constante después de la ocurrencia de un evento o perturbación de gran magnitud. Está relacionada de forma directa con el equilibrio entre la carga y la generación.



La Figura 1 muestra un cuadro resumen donde se muestra la clasificación del tema de la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia [3], el objeto de este trabajo es centrar los análisis en la estabilidad de ángulo, propiamente en el tema de la estabilidad transitoria la cual está estrechamente ligada a la protección de pérdida de sincronismo que se tratara en los próximos capítulos.

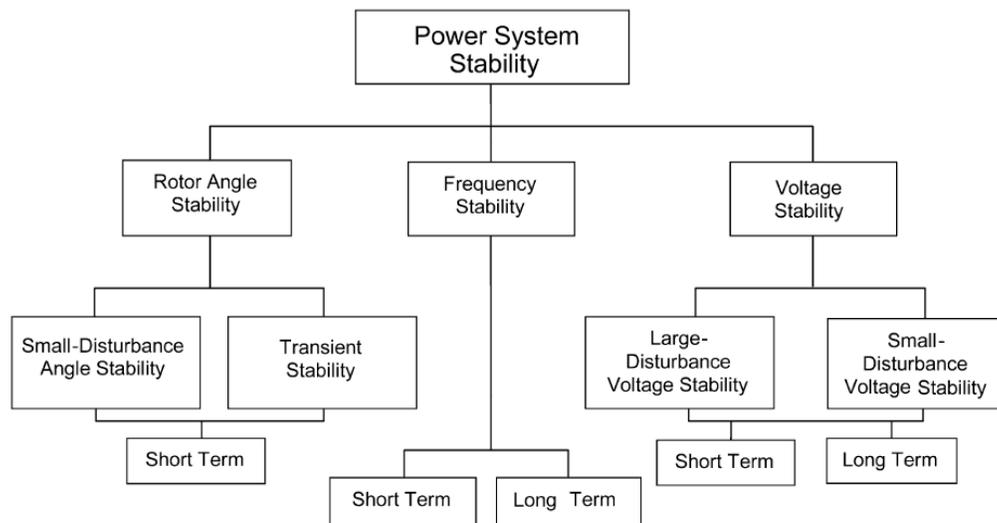


Figura 1 Clasificación de la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia [3].

2.1 Estabilidad de ángulo

Este problema de estabilidad está relacionado con el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de las unidades de generación del sistema eléctrico ante una perturbación en el sistema. En este caso, se estudia las oscilaciones electromecánicas inherentes en todo sistema eléctrico de potencia, centrandose detalle en la manera como la potencia entregada por las máquinas sincrónicas varia con los cambios en los ángulos del rotor de las mismas [4].

La estabilidad de ángulo se mantiene en un generador cuando hay equilibrio entre la potencia mecánica o torque mecánico entregado por la turbina y la potencia eléctrica demandada por la carga por tanto la velocidad de la máquina permanece



constante. Cuando este equilibrio es perturbado la potencia se crean fuerzas acelerantes y desacelerantes del rotor de la máquina, fenómeno físico que es gobernado por las leyes de movimiento y rotación de un cuerpo [5], en si la respuesta transitoria de una máquina sincrónica ante una perturbación puede ser representada por la Ecuación (1).

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (1)$$

Siendo H la constante de inercia de la máquina, f_0 la frecuencia eléctrica, δ el ángulo del rotor del generador, P_m la potencia mecánica de la turbina, P_e la potencia eléctrica suministrada por el generador a la carga y P_a la potencia acelerante o descalerante. Lo que ideal en todo sistema eléctrico de potencia es P_a sea cero, lo cual es llamado criterio de estabilidad y se expresa como lo muestra la Ecuación (2).

$$\int_{\delta_0}^{\delta} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (2)$$

Todo estudio de estabilidad angular pretende determinar el tiempo crítico de despeje de falla de las máquinas sincrónicas del sistema eléctrico de potencia bajo análisis, el cual consiste en el tiempo máximo que la máquina puede soportar una falla antes de perder sincronismo con respecto al sistema, esta variable puede ser determinada a partir de la Ecuación (3).

$$t_c = \sqrt{\frac{2H(\delta_c - \delta_0)}{\pi f_0 P_m}} \quad (3)$$

Siendo δ_c el ángulo del rotor en el momento del despeje de la falla y δ_0 el ángulo antes de la falla.

2.2 Pérdida de sincronismo en un generador

Ante oscilaciones de potencia inestables, un generador puede perder sincronismo con respecto al sistema al cual se conecta [6], lo cual ocasiona cambios bruscos de la tensión en bornes de la máquina, elevadas corrientes de armadura y esfuerzos mecánicos excesivos que incluso pueden llegar a afectar o torcer el eje de la



máquina y su acoplamiento a la turbina. La Figura 2 y la Figura 3 muestran las tensiones y corrientes de un generador ante la pérdida de sincronismo.

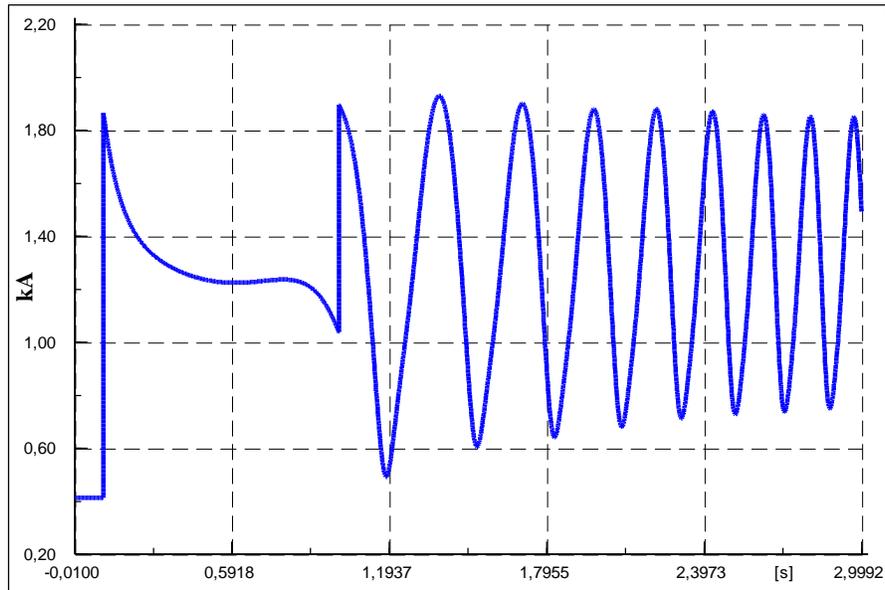


Figura 2 Corriente de armadura de un generador ante la pérdida de sincronismo

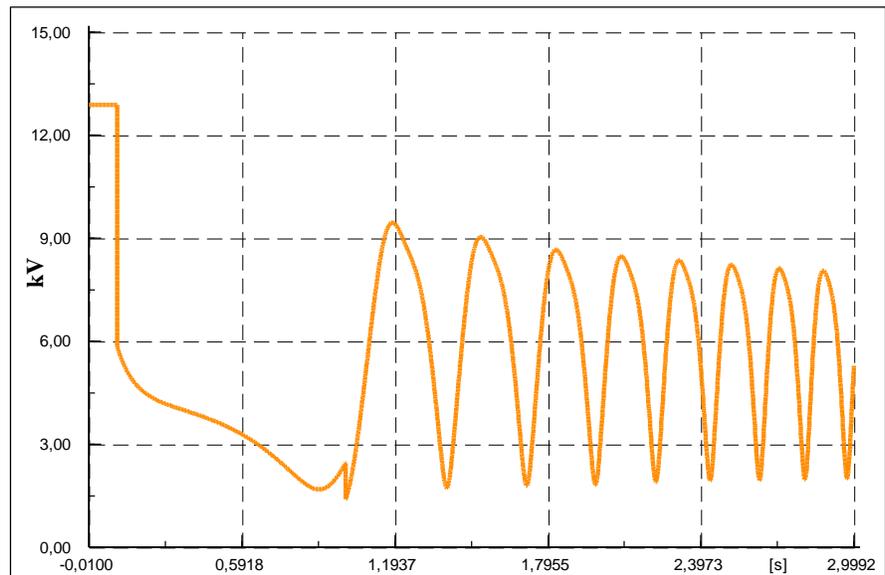


Figura 3 Tensión en terminales de un generador ante la pérdida de sincronismo

La Figura 4 muestra un modelo eléctrico que es comúnmente usado para representar la pérdida de sincronismo de un generador, en este se muestra el generador con su impedancia X_g y su tensión V_g , la impedancia del transformador elevador X_T y la impedancia y tensión del sistema eléctrico X_e y V_g respectivamente.



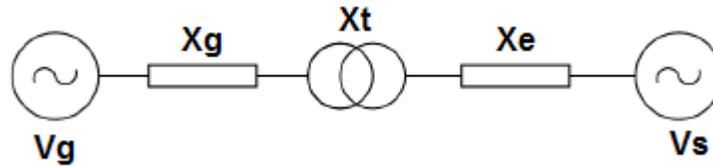


Figura 4 Modelo eléctrico para explicar la pérdida de sincronismo de un generador

Cuando un generador pierde sincronismo, este empieza a trabajar a una frecuencia eléctrica ligeramente diferente al del sistema, esta frecuencia es llamada “Frecuencia de deslizamiento”. Bajo esta condición, la tensión interna del generador rotará con respecto a la tensión del sistema eléctrico a la frecuencia de deslizamiento, produciéndose de esta forma una corriente eléctrica que puede ser expresada como en la Ecuación (4).

$$I = \frac{V_g \angle \delta - V_s}{X_g + X_T + X_e} \quad (4)$$

Siendo δ la diferencia angular entre la tensión del generador y el del sistema. Cabe la pena anotar que si no hay pérdida de sincronismo la diferencia angular entre ambas tensiones es cero y no circulará corriente de desplazamiento [7]. En caso de producirse una pérdida de sincronismo, el ángulo, por el contrario, cambia constantemente y recorre todos los valores entre 0° y 360° .

La forma convencional que usan los relés de protección para detectar una pérdida de sincronismo es analizar la variación de impedancia aparente vista desde los terminales del generador. La ubicación y variación de la impedancia también depende del tipo de regulador de velocidad/potencia y el regulador de tensión y el tipo de perturbación que inició la oscilación [8]. La Figura 5 presenta un mapa mental de lo expuesto en este capítulo.



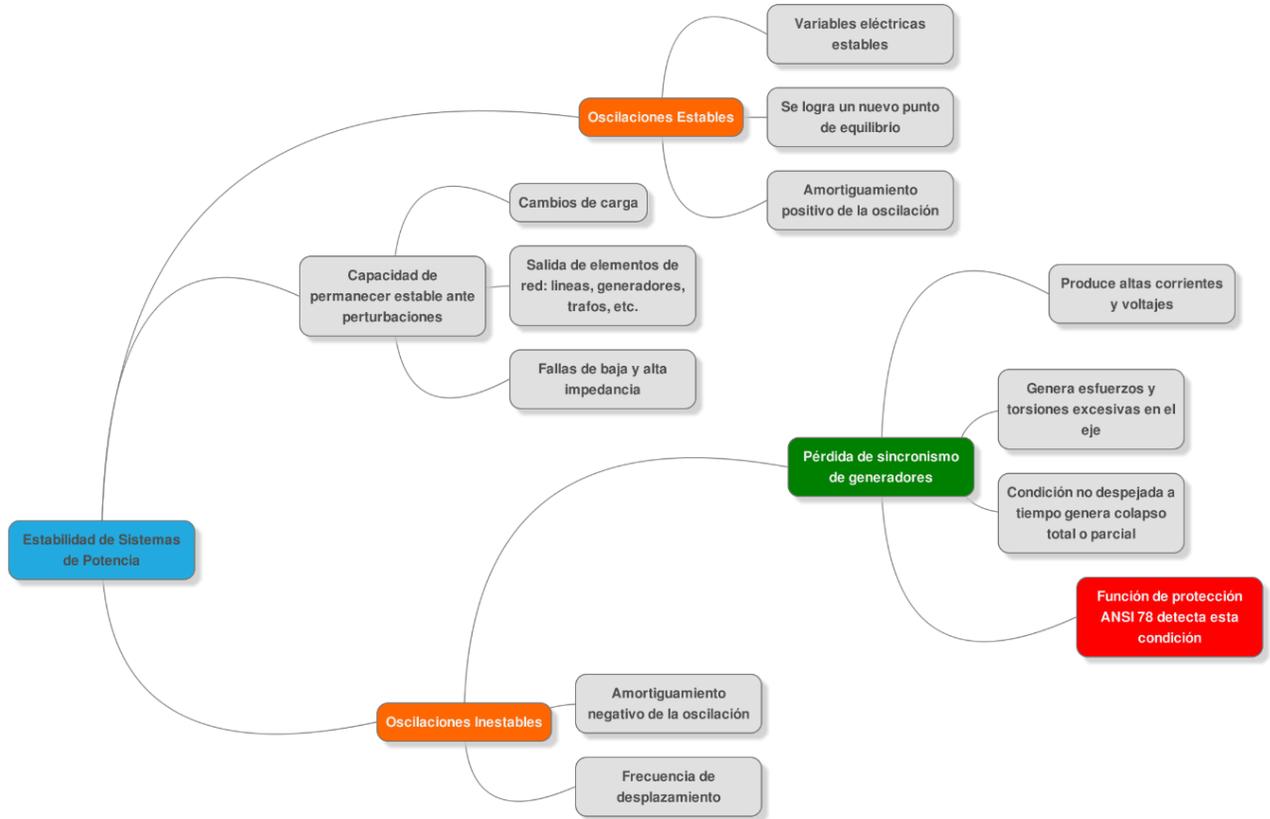


Figura 5 Mapa mental resumido de la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia [Fuente del autor].



3. Protección contra pérdida de sincronismo

La función de protección de pérdida de sincronismo o fuera de paso (ANSI 78) aísla al generador del sistema en el momento en que este pierda sincronismo con respecto al sistema eléctrico al cual se conecta, identificando si el centro eléctrico de la oscilación está localizado en la región entre los terminales de alta tensión del transformador y el generador. Esta protección puede también ser necesaria si el centro eléctrico está afuera del generador (en el sistema de potencia) [9]. Normalmente se usan las señales de corriente de los transformadores de corriente ubicados en el lado anterior al punto neutro de la máquina y la tensión medida por los transformadores de potencial ubicados en los terminales del generador, tal como se muestra en la Figura 6.

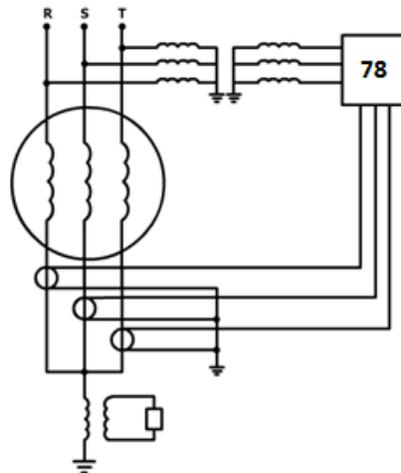


Figura 6 Señales de corriente y tensión normalmente usadas por el relé de protección ANSI 78 [10].

El relé de protección sigue el desplazamiento de la impedancia aparente del sistema en un plano R-X y cuando ésta se acerca a las reactancias del generador, transformador elevador y la reactancia equivalente del sistema al que se conecta la máquina, evalúa si la oscilación de potencia puede ser inestable analizando si la trayectoria de la impedancia medida cruza el eje de las reactancias del plano R-X. Si esto ocurre, se envía orden de disparo al interruptor de la máquina. En algunos



relés la velocidad con que varíe la impedancia aparente medida por el equipo de protección es otro factor importante para determinar si la oscilación es estable o inestable. En la Figura 7 se muestran cuatro trayectorias de impedancia dentro del plano R-X para diferentes oscilaciones de potencia [11], la oscilación 1 corresponde a una oscilación estable que se amortigua, la impedancia entra a la zona de impedancias y sale en un tiempo dado de la zona de operación, encontrando así un nuevo punto de equilibrio, las trayectorias 2, 3 y 4 corresponden a oscilaciones inestables no amortiguadas, en cada una de estas la relación de la tensión de la máquina y el sistema tiene diferentes valores, lo que permite concluir que la trayectoria de la impedancia es dependiente de la relación de la tensión de la máquina y la tensión del sistema.

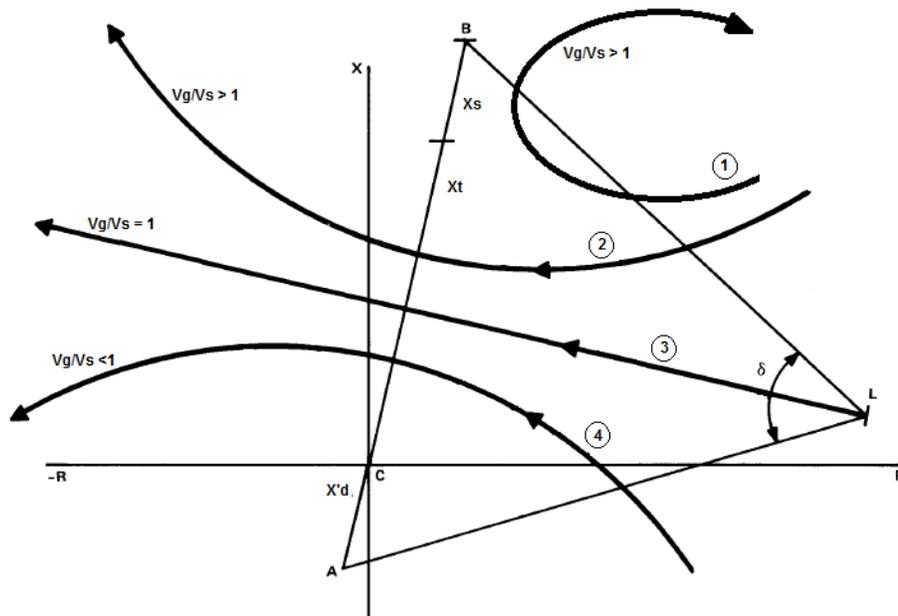


Figura 7 Trayectoria de la impedancia en el plano R-X - Adaptado de [11].

3.1 Características operativas de la función de protección

Para proteger un generador frente a la pérdida de sincronismo es posible usar diferentes características operativas, las cuales varían según el fabricante del equipo de protección, pero que comparten entre sí principios de cálculo de impedancia y de funcionamiento. A continuación se describen cuatro características operativas de protección comúnmente usadas en sistemas de protección, la



característica tipo MHO con 1 y 2 *blind*ers o fronteras, la característica poligonal y por último la característica lenticular.

3.1.1 Característica operativa tipo MHO de 1 *blinder*

Esta característica de operación consta de un círculo de impedancia dibujado en el plano R-X y cuyo diámetro se calcula a partir de la reactancia transitoria de eje directo de la máquina X'_d y la impedancia de corto circuito del transformador elevador, la impedancia externa al sistema también se usa para darle un ángulo de inclinación a la característica pero no influye en la determinación del diámetro de la característica. Esta característica está desplazada hacia la zona negativa de la reactancia en el plano R-X, también cuenta con dos líneas paralelas al eje de las reactancias a lado y lado del eje de las resistencias llamadas *blind*ers o fronteras, las cuales sirven para delimitar la zona de protección y a la vez detectar la trayectoria que sigue la impedancia aparente vista por el relé de protección ante una oscilación, esta característica se muestra en la Figura 8. Ante una oscilación inestable que se ubica en el centro geométrico de las impedancias de la máquina y el transformador elevador, la impedancia entrará a la zona A del círculo de impedancia, cruzará el *blinder* derecho (78R1) entrando a la zona B del círculo, luego cruzará el *blinder* izquierdo (78R2) y por último abandonará el círculo de impedancia por la zona C, de esta forma el relé detectará una condición de pérdida de sincronismo de la máquina y enviará una orden de disparo al interruptor de la unidad de generación una vez el tiempo de retardo al disparo se cumpla [12], también se puede detectar una condición de sincronismo si la impedancia entra al círculo de la característica por la zona C y sale por la zona A, si la impedancia entra a la característica pero no cruza ambos *blind*ers y vuelve a salir no se generará orden de disparo.



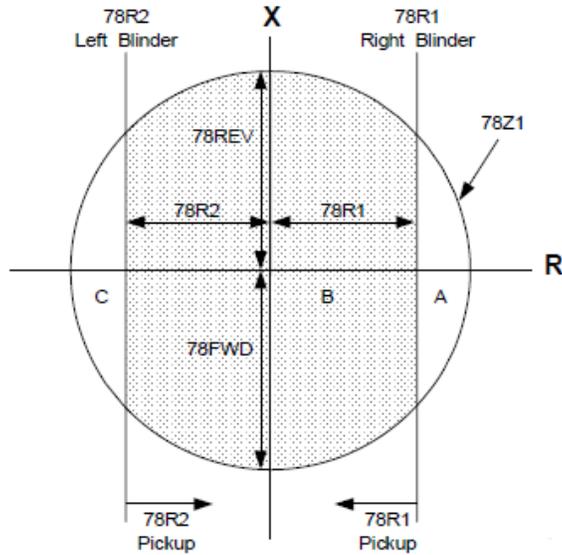


Figura 8 Característica operativa tipo MHO con 1 blinder [12].

3.1.2 Característica operativa tipo MHO de 2 blinders

Esta característica comparte el mismo principio operativo que la característica tipo MHO de 1 blinder anteriormente mencionada, pero adiciona otros dos blinders que se ubican por fuera del círculo de impedancia, en este caso la impedancia debe cruzar los dos blinders de la derecha y de los dos de la izquierda para generar orden de disparo al interruptor de la máquina, esto permite adicionar más seguridad a la protección ante oscilaciones estables. La Figura 9 muestra esta característica operativa.

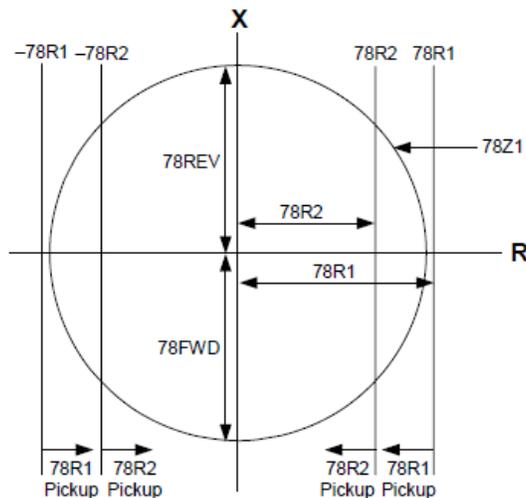


Figura 9 Característica operativa tipo MHO con 2 blinders [12].



3.1.3 Característica operativa poligonal

Esta característica se diferencia de las dos anteriores en que en vez de tener forma circular tiene forma poligonal como se puede ver en la Figura 10. Su ajuste se determina a partir de las impedancias descritas en las características tipo MHO pero también se tiene en cuenta la impedancia externa del sistema para determinar la altura del polígono y para la determinación de la inclinación del mismo. Esta característica se divide en dos zonas operativas, cada una de ellas con diferentes tiempos de operación y conteos oscilatorios independientes. La zona 1 se ajusta para oscilaciones inestables cercanas al generador, mientras que la zona 2 es usada para detectar oscilaciones en el sistema eléctrico de potencia. El ajuste preliminar de la función de protección se determina usando la impedancia transitoria de la máquina, la impedancia de corto circuito del transformador elevador y la impedancia equivalente del sistema. Para construir la característica se deben calcular cuatro impedancias nombradas como Z_1 , Z_2 , Z_3 y Z_4 , la impedancia Z_1 delimita el ancho del polígono, Z_2 la longitud del mismo en el eje negativo de la reactancia, Z_3 y Z_4 la altura de los polígonos para las características 1 y 2 respectivamente. Para que se detecte una condición de pérdida de sincronismo se deben cruzar las características de derecha a izquierda o viceversa intersectando el eje de las reactancias.

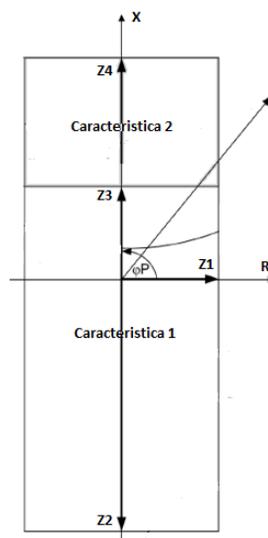


Figura 10 Característica operativa tipo poligonal [6]



3.1.4 Característica operativa lenticular

Esta característica es similar a la característica poligonal, cuenta con dos zonas operativas independientes pero en forma de lente tal como se muestra en la Figura 11. El lente se parte en dos secciones y a cada una se le asigna un tiempo de cruce de la impedancia el cual debe cumplirse para poder generar orden de disparo. Para que se produzca un disparo la impedancia aparente debe atravesar completamente las dos caras del lente [13]. Esta característica también cuenta con dos zonas operativas como es el caso de la característica poligonal, se usan para el ajuste las mismas impedancias descritas en el caso anterior.

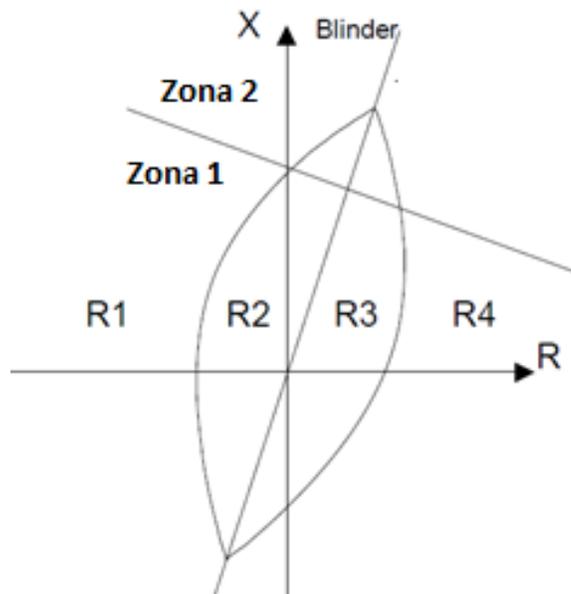


Figura 11 Característica operativa tipo lenticular [13].

La Figura 12 muestra un diagrama resumen de lo expuesto hasta ahora con respecto a la función de protección de pérdida de sincronismo en un generador sincrónico.



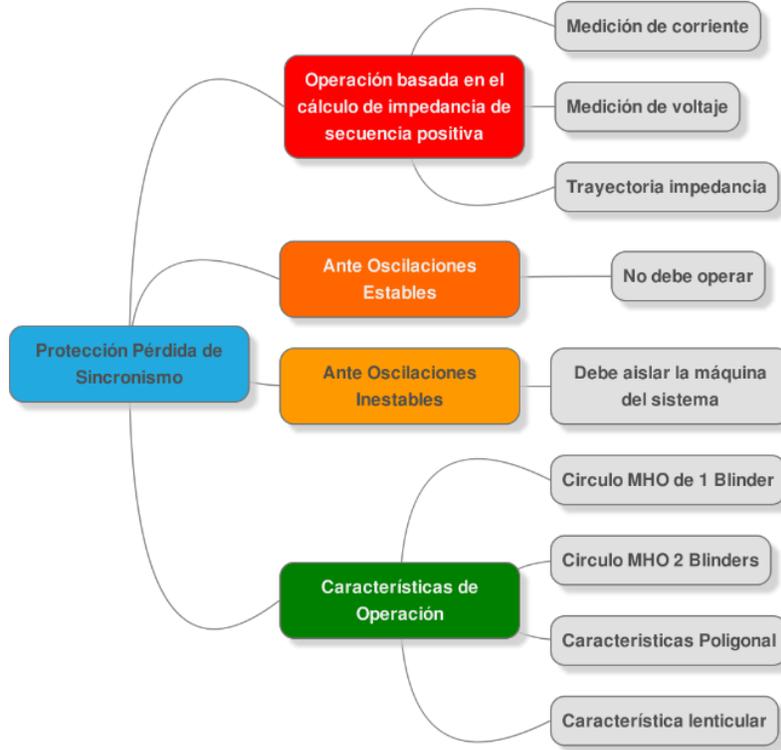


Figura 12 Mapa mental de la protección de pérdida de sincronismo [Fuente del autor].



4. Curva de cargabilidad de un generador sincrónico

La curva de cargabilidad se presenta en este documento no de una manera aislada, se presenta con un propósito, dejarle claro al lector que las funciones de protección de un generador no solo deben tener en cuenta los parámetros de la máquina, sino también deben tener en cuenta previo al ejercicio de ajuste y validación de estas, la curva de cargabilidad de la máquina, identificando los diferentes limitantes que pueden presentarse en una condición determinada de estado estable o transitorio.

La curva de cargabilidad, curva P-Q o curva de carga de un generador define los puntos de operación donde la máquina sincrónica puede trabajar de manera segura y confiable independiente del factor de potencia al que esta opere, en si esta curva es una curva térmica que demuestra que a diversas cargas se producen calentamientos en diferentes partes de la máquina. La curva de cargabilidad se construye bajo el supuesto de que la tensión en terminales del generador no presenta variaciones por encima o por debajo del 2% de su valor nominal y su construcción se inicia con el diagrama fasorial de la máquina mostrado en la Figura 13, usando la tensión en terminales como el fasor de referencia, si la tensión varia por fuera de los límites permitidos la curva de cargabilidad será diferente a la determinada, es decir este cambio hará que la curva también lo haga dinámicamente [14].

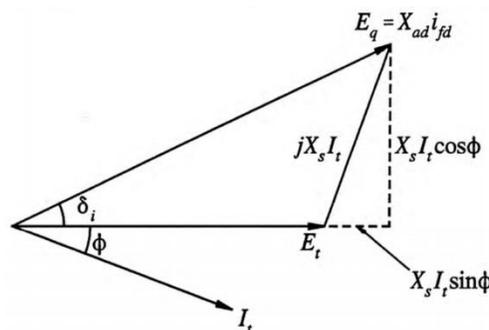


Figura 13 Diagrama fasorial de un generador sincrónico [14].



Es importante conocer esta curva tanto para la operación en estado estable de la máquina como para regímenes transitorios y dinámicos, constituye también un punto de partida para el ajuste y validación de diferentes funciones de protección del generador tales como: la protección de baja tensión (ANSI 27), sobre tensión (ANSI 59), sobre corriente en la excitación (ANSI 51), pérdida de campo (ANSI 40) y la función de pérdida de sincronismo (ANSI 78) objeto principal de este documento.

El generador síncrono es capaz de generar potencia activa y reactiva dentro de cierto rango de valores. Los límites de operación se pueden alcanzar cuando se opera a la máxima temperatura permitida en algún elemento del generador. Los límites que definen la curva de cargabilidad son los siguientes [15]:

- **Límite por Corriente de Campo:** Se da debido al calentamiento resultante en las piezas del rotor, cuando se opera la máquina en la zona de sobreexcitación, esto causa un aumento en las pérdidas en el cobre del rotor.
- **Límite por Corriente de Armadura:** Este límite se da debido al calentamiento en los devanados del estator de la máquina, al circular por ellos valores de corriente superiores al nominal para el cual fue diseñado.
- **Limite por mínimo técnico:** Este límite es impuesto por condiciones mecánicas o hidráulicas de la unidad de generación o de la central, lo cual implica una cantidad de potencia activa bruta mínima que se debe generar, cuando esta se conecta a la red eléctrica.
- **Limite por cavitación de la turbina:** Las unidades de generación que cuentan con turbina hidráulica tipo Francis, tienen una zona de potencia “prohibida” donde no pueden operar debido a que se presenta un fenómeno físico llamado cavitación, el cual produce altas vibraciones en el conjunto generador –turbina.
- **Limite por calentamiento en los cabezales de las bobinas del estator:** Debido a las altas corrientes de armadura se pueden generar sobrecalentamientos en los extremos del núcleo del estator ocasionado por el flujo de dispersión de los cabezales de las bobinas.



- **Límite por mínima excitación:** Debido a la baja magnetización del campo en la zona de baja excitación es posible que la máquina termine entregando potencia activa según la consigna definida pero absorbiendo potencia reactiva del sistema, condición que puede generar caída de tensión en las barras del sistema eléctrico y sobrecalentamiento en el hierro del estator de la máquina.
- **Límite de estabilidad del generador:** En la zona subexcitada una corriente de excitación muy baja puede hacer que la unidad salga fuera de paso debido a la pérdida de torque magnético.

La Figura 14 muestra una curva de cargabilidad típica para un generador sincrónico de polos salientes con turbina tipo Francis y con la descripción de los limitantes anteriormente presentados.

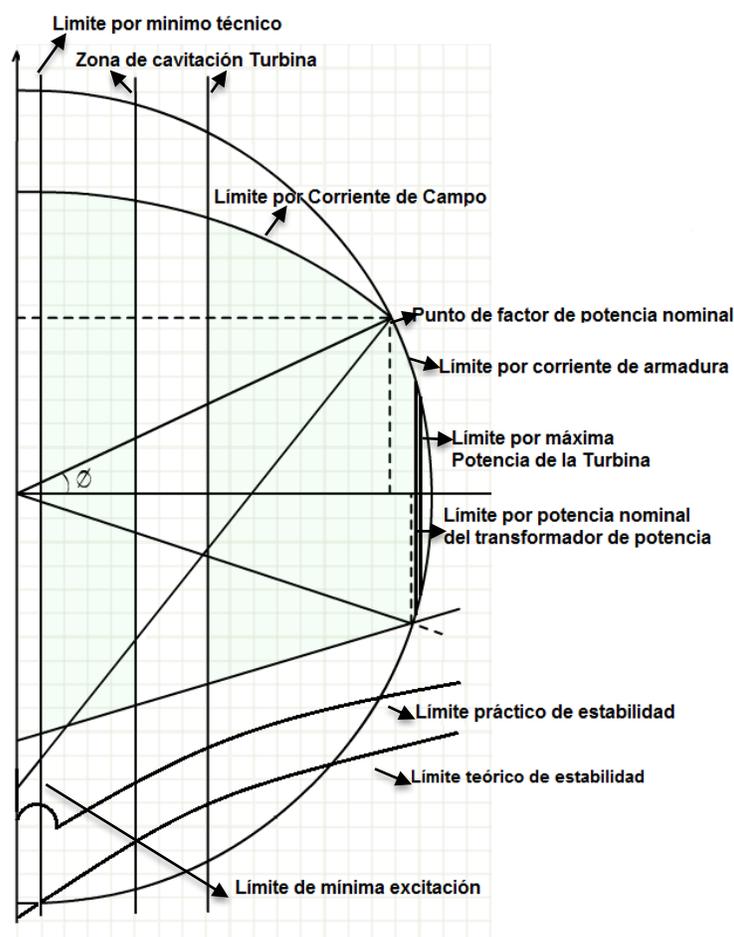


Figura 14 Curva de cargabilidad típica de un generador sincrónico de polos salientes [Fuente del Autor].



En una unidad de generación térmica la potencia activa y reactiva de la unidad es generalmente función de la presión del hidrógeno del sistema de enfriamiento del estator, de modo tal que a mayor presión del hidrógeno, mayor capacidad de la unidad.

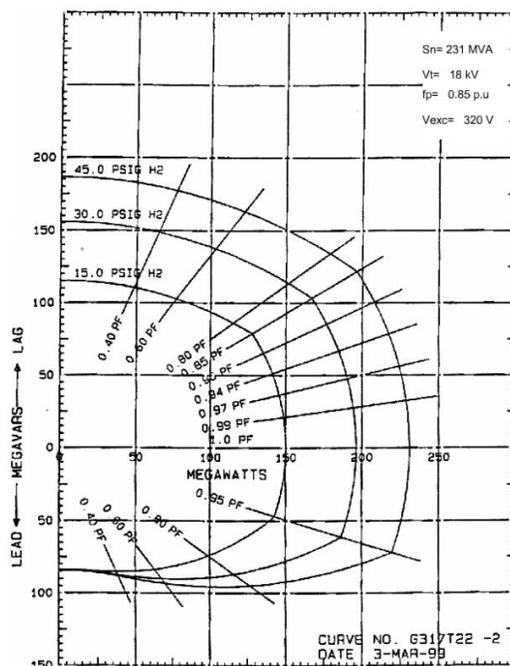


Figura 15 Curva de cargabilidad de un generador de polos lisos con turbina a térmica [16].

En el caso de la protección de pérdida de sincronismo (ANSI 78) y de la protección de pérdida de campo (ANSI 40) se hace estrictamente necesario centrar detalle en el límite de estabilidad y el límite de mínima excitación, determinando el punto de operación que llevará a la máquina a una condición de pérdida de sincronismo. De esta manera se podrá configurar un modelo de simulación de la máquina bastante confiable y que permita reflejar con un grado de certeza alto el comportamiento de la máquina bajo todos sus regímenes, permitiendo así obtener resultados de igual forma confiables en los estudios de estabilidad transitoria que como se explicara más adelante en este documento son necesarios para validar el ajuste de la función de protección de pérdida de sincronismo.



Límite de estabilidad establece en el punto en el cual la máquina puede entregar potencia sin que esta pierda sincronismo, para ello se debe tener presente que la potencia producida por un generador síncrono también depende del ángulo de torque Θ definido entre la tensión en bornes del generador y la FEM inducida. La potencia máxima que podrá suministrar el generador corresponde a un ángulo $\Theta=90^\circ$. Normalmente los generadores no se acercan a este límite siendo los ángulos típicos de torque entre 15° a 20° a plena carga, a partir de este principio se traza el límite de estabilidad teórico de la máquina, al cual se le da un margen de seguridad del 10% o 20% y recibe el nombre de límite de estabilidad práctico de la máquina [17]. El límite de estabilidad dependerá del tipo de máquina bajo análisis, una vez que se tenga clara la curva de cargabilidad se debe configurar el modelo de la máquina en el programa de simulación acorde a esta información, lo cual permitirá obtener resultados más precisos y confiables en los análisis de estabilidad que se deben realizar para ajustar la función de pérdida de sincronismo, tal como será mostrado más adelante.

La curva de cargabilidad teórica del generador es proporcionada por el fabricante de la máquina, y solo tienen parámetros de diseño de la máquina y no consideran por lo general las condiciones de funcionamiento de la central de generación y del sistema de potencia como factores limitantes, por eso es recomendable realizar una validación práctica de esta curva en el sitio de instalación de la unidad de generación.



5. Análisis de sensibilidad de la protección de pérdida de sincronismo ante diferentes parámetros eléctricos

En este capítulo se presenta un análisis de sensibilidad de la protección de pérdida de sincronismo ante la variación de diferentes parámetros de la red eléctrica, de las unidades de generación, entre otros. Se desarrolla una propuesta para el ajuste y validación de la función de protección de pérdida de sincronismo en generadores sincrónicos, la cual se aplica en tres casos de estudio distintos para realizar el análisis de sensibilidad en cuestión. El primer caso de estudio se compone de dos pequeñas centrales hidroeléctricas de 12 MVA y 14 MVA con turbinas tipo Francis, el segundo caso de estudio está compuesto por una planta de generación hidroeléctrica con tres unidades cada una con capacidad nominal de 109 MVA con turbinas tipo Peltón, en ambos casos los generadores son de polos salientes y polos lisos. Por último caso de estudio se compone de una central termoeléctrica de ciclo combinado con unidades de 211 MVA y 231 MVA dos con turbinas a gas y una con turbina a vapor. Inicialmente se describe la metodología de ajuste y validación propuesta, luego se realiza la aplicación del procedimiento en los tres casos de estudio, en los cuales se analizan los resultados del análisis de sensibilidad.

5.1 Metodología propuesta de ajuste y validación de la función de protección

Con el fin de identificar y determinar adecuadamente los parámetros más relevantes que influyen en el ajuste y la coordinación de la protección de pérdida de sincronismo (ANSI 78) en generadores dentro de un sistema eléctrico de potencia seleccionado, se estructura y propone una metodología de ajuste y validación de la protección, la cual está estructurada en 16 pasos, inicialmente se propone la identificación y preparación de la información técnica necesaria de los diferentes elementos del sistema eléctrico bajo análisis que son relevantes para el cálculo del



ajuste preliminar y para la realización de los estudios eléctricos que soportan la validación del mismo. Después se presentan las consideraciones y recomendaciones para la preparación de los modelos de simulación, dejando claro la que la dinámica de la impedancia vista por los equipos de protección dependen de la topología eléctrica y de los escenarios operativos del sistema eléctrico de potencia. Posteriormente, se propone la realización de estudios eléctricos de estabilidad para validar el ajuste de la protección. La metodología también explica la forma de modelar las características operativas en el software de simulación DIGSILENT. Finalmente se propone una estrategia para realizar pruebas de desempeño del equipo de protección de pérdida de sincronismo.

La Figura 16 muestra un diagrama de flujo que resume la metodología propuesta, para la determinación del ajuste preliminar de la función de protección y su validación por medio de estudios de estabilidad.

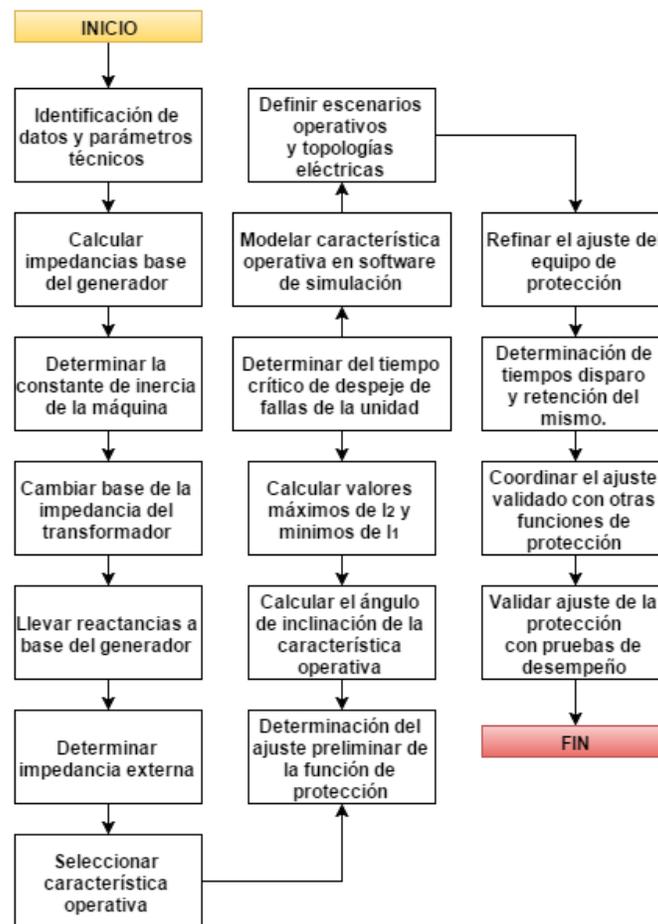


Figura 16 Diagrama de flujo de la metodología propuesta [Fuente del autor].



Identificación de datos y parámetros técnicos: Es necesario contar con todos los datos técnicos del generador, del transformador de potencia asociado, de la línea de transmisión de conexión a la subestación en el caso que esta exista y del sistema eléctrico de potencia para poder realizar de manera precisa la determinación del ajuste preliminar y los análisis eléctricos. Para el ajuste de la función de protección es necesario tener los parámetros de reactancia transitoria de eje directo del generador X'_d , impedancia del transformador de potencia elevador asociado a la máquina X_T y la impedancia externa del sistema eléctrico de potencia al cual se conecta el generador X_e . En los Anexos A, B y C se presentan los parámetros de los diferentes elementos que deben prepararse para la aplicación de la metodología en una instalación determinada.

Cálculo de impedancias base del generador: Con este cálculo se deben llevar los diferentes valores de impedancia de los elementos del sistema eléctrico a la misma base y así evitar errores en el ajuste, también será necesario calcular la impedancia de carga, verificando así su ubicación en el plano R-X. Las impedancias bases del generador se calculan así:

$$Z_{b \text{ gen prim}} = \frac{V_{n \text{ gen}}^2}{S_{n \text{ gen}}} \quad (5)$$

$$Z_{b \text{ gen sec}} = Z_{b \text{ gen prim}} \times \frac{CTR}{PTR} \quad (6)$$

$$Z_L = \frac{V_n}{\sqrt{3} \times I_n} \quad (7)$$

Siendo $Z_{b \text{ gen prim}}$ la impedancia base primaria, $Z_{b \text{ gen sec}}$ la impedancia base secundaria, la impedancia de carga, CTR la relación de transformación de los transformadores de corriente y PTR la relación de transformación de los transformadores de potencial del generador.

Determinación de la constante de inercia de la máquina: Con los datos técnicos del paso 1 se procede a calcular la constante de inercia de la máquina (H), parámetro que junto a las impedancias de la máquina influye directamente en el comportamiento de la impedancia aparente vista por el relé en los análisis de



estabilidad transitoria y en los tiempos críticos de despeje de falla que se explicarán más adelante. El cálculo de la constante de inercia se calcula así:

$$H = \frac{1}{2} \left(\frac{\pi}{60} \right) \frac{GD2n^2}{S_n} \quad (8)$$

Siendo S_n la potencia nominal aparente del generador, $GD2$ es el efecto volante del generador en $[tm^2]$, n la velocidad nominal del generador en $[RPM]$ y H la constante de inercia del generador $[s]$.

Cambio de base de la impedancia del generador: Realizar el cambio de base de la impedancia del transformador de potencia elevador a la base del generador, así:

$$Z_{pu \text{ trafa}2} = Z_{pu \text{ trafa}} \times \frac{V_{n\text{trafo}}^2 \times S_{n \text{ gen}}}{V_{n\text{gen}}^2 \times S_{n\text{trafo}}} \quad (9)$$

Llevar impedancias a la base del generador: Pasar todas las reactancias en por unidad del generador y del transformador elevador a la base del generador, así:

$$X'_{d \text{ base gen}} = X'_{d \text{ p.u}} \times Z_{b \text{ gen sec}} \quad (10)$$

$$X_{\text{trafo}} = Z_{pu \text{ trafa}2} \times Z_{b \text{ gen sec}} \quad (11)$$

Determinación de la impedancia externa del sistema eléctrico de potencia:

Para ello es necesario realizar simulaciones de corto circuito trifásico en el punto de conexión de la central de generación con impedancia de falla de 0Ω y máxima generación en el área de influencia de la central de generación. Esta impedancia varía con respecto a la condición topológica de la red y con el escenario de operación en el momento del análisis, por eso es importante verificar esta variación ante diferentes topologías eléctricas y escenarios operativos que se puedan tener en el sistema eléctrico bajo análisis. Es preciso recordar que la impedancia externa de un sistema se acerca más a cero si el sistema es fuerte (red enmallada con varios enlaces de interconexión) y se aleja más de este valor cuando la red es más débil (red predominantemente radial y pocos enlaces de conexión). Una vez determinado el valor de impedancia externa es necesario llevarla a la base del generador, así:

$$R_{e \text{ sec}} = \frac{R_e}{Z_{b \text{ gen sec}}} \quad (12)$$

$$X_{e \text{ sec}} = \frac{X_e}{Z_{b \text{ gen sec}}} \quad (13)$$



Seleccionar la característica operativa de la función de protección: Es importante definir previamente la característica operativa que usara el relé a instalar teniendo en cuenta sus ventajas, desventajas y particularidades de la unidad de generación a proteger.

Determinación del ajuste preliminar de la función de protección: Dependiendo de la característica operativa escogida se deben realizar diferentes cálculos matemáticos para determinar del ajuste preliminar, en los Anexos D y E se presentan las metodologías para determinar el ajuste preliminar de la característica operativa tipo MHO de 1 *blinder* y la característica operativa poligonal respectivamente.

Calcular el ángulo de inclinación de la característica operativa: Independiente de la característica operativa escogida el ángulo de inclinación se calcula a partir de la suma fasorial de la impedancia transitoria de la máquina, de la impedancia del transformador y de la impedancia externa, así:

$$\theta_{inclinación} = X'_d \angle \theta + X_{trafo} \angle \theta + X_{e\ sec} \angle \theta \quad (14)$$

Calcular los valores máximos de corriente de secuencia negativa y mínimos de corriente de secuencia positiva: Debido a que las oscilaciones son fenómenos balanceados y simétricos es indispensable bloquear la operación de la protección si no se presenta un valor mínimo de corriente de secuencia positiva y se asegure que la corriente de secuencia negativa no superen cierto rango, de esta forma se blinda a la protección de operar erróneamente ante fallas, que deben ser despejadas por otras funciones de protección, así:

$$I_1 \geq 1.20 \times I_n \quad (15)$$

$$I_2 \leq 0.20 \times I_n \quad (16)$$



Determinar del tiempo crítico de despeje de fallas de la máquina: El tiempo crítico de despeje de fallas, es el tiempo máximo que la máquina sincrónica puede mantener una falla trifásica en el punto de conexión al sistema eléctrico de potencia sin que pierda sincronismo con el sistema, generalmente la falla es aplicada en el lado de alta tensión del transformador de potencia elevador. El tiempo crítico de falla esperado debe estar por encima de 120 ms, tiempo mínimo requerido para que las protecciones actúen despejando la falla. Para este análisis se realizan simulaciones, en escenarios de máxima y mínima demanda, sin tener en cuenta los sistemas de control de las máquinas, ni la actuación del sistema de protección.

Modelar la característica operativa de la protección en un software de simulación: Con el fin de evaluar el comportamiento de la característica operativa y validar el ajuste definido, se deben llevar a cabo análisis de estabilidad que permitan evaluar la trayectoria de la impedancia vista por el relé ante oscilaciones estables e inestables, simulando fallas trifásicas y maniobras operativas en la red eléctrica bajo análisis [18]. En el mercado existe un sinnúmero de herramientas que permiten simular y analizar diferentes fenómenos o situaciones en los sistemas eléctricos de potencia, DIGSILENT Power Factory es una de ellas, este software cuenta con varios módulos que permiten realizar análisis en estado estable, transitorio y dinámico, adicional a ello el programa permite analizar el comportamiento y desempeño de las diferentes funciones de protección que se ajustan y programan en los equipos de protección.

Si bien el programa ofrece una librería muy completa de modelos de equipos de protección para generadores, la función de protección de pérdida de sincronismo no se encuentra por ahora disponible en ninguno de los modelos de equipos de protección comerciales. Pero a pesar de esta limitación, es posible hacer adecuaciones a los modelos de protección genéricos de medición de impedancia del programa de tal forma que permitan modelar y determinar su desempeño ante diferentes perturbaciones con gran acercamiento a su comportamiento real. En los



Anexos F y G se presenta una guía para modelar la característica operativa tipo MHO de 1 *blinder* y tipo poligonal respectivamente en el software DIGSILENT.

Definir los escenarios operativos y las topologías eléctricas a analizar: La impedancia vista por el relé depende de las condiciones topológicas de la red, del tipo de generación que predomine en el momento del análisis (generación hidráulica, térmica, mixta, etc.) y si la red está operando completa o bajo condiciones de contingencia. Por lo anterior se debe realizar el análisis cubriendo en su mayoría todas las disposiciones eléctricas de la red bajo análisis, evaluando la trayectoria de la impedancia vista por el equipo de protección y los ángulos del rotor de las máquinas durante las perturbaciones. Por ejemplo, para una red eléctrica donde predomine la generación hidráulica en condiciones de alta hidrología y en condiciones climáticas secas predomine la generación térmica, se recomienda definir los casos de análisis que muestra la Tabla 1.

Tabla 1 Escenarios operativos y topologías eléctricas mínimas recomendados para los análisis

	Demanda Máxima		Demanda Media		Demanda Mínima	
	Red OK	N-1	Red OK	N-1	Red OK	N-1
Hidráulico	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Térmico	Caso 7	Caso 8	Caso 9	Caso 10	Caso 11	Caso 12
Mixto	Caso 13	Caso 14	Caso 15	Caso 16	Caso 17	Caso 18

Para generar las oscilaciones inestables se deben considerar tiempos de despeje de fallas por encima del tiempo crítico determinados en el paso 10. Analizar condiciones de falla trifásica sin recierre en el circuito de salida de la subestación de conexión del generador y en el extremo remoto del circuito más corto (en tiempo de zona 2 para el relé distancia de la línea), verificando si luego de la apertura de interruptores de la línea, el generador es capaz de recuperar sus condiciones de sincronismo y la protección de pérdida de sincronismo opera según lo esperado [10].



Los estudios de estabilidad deberán incluir los modelos validados de los reguladores de tensión, los reguladores velocidad/frecuencia y del estabilizador del sistema de potencia (PSS) y la zona de influencia más amplia que sea posible en el caso de que la red eléctrica no pueda ser modelada completamente.

Refinar el ajuste del equipo de protección: Después de que se realizan los análisis de estabilidad y se evalúa la impedancia aparente vista por el relé, se hace necesario en algunos casos refinar el ajuste para asegurar que el equipo opere adecuadamente y que proteja a la máquina ante todas las oscilaciones inestables que se puedan presentar, este refinamiento puede implicar modificación de *blindings* o aumento de alcances reactivos, es decir aumentar la zona de cobertura de la protección en el eje de las reactancia dentro del plano R-X.

Determinación de los tiempos y duración de la retención del disparo: Estos tiempos deben ser ajustados después de realizar los diferentes estudios propuestos en este trabajo, ajustar tiempos sin conocer el comportamiento de la impedancia vista por el relé de protección puede afectar la confiabilidad y seguridad de la protección. Adicional a lo anterior, es necesario analizar cuantos conteos oscilatorios se harán en cada zona operativa antes de generar orden de disparo, los fabricantes usualmente recomiendan no más de 1 conteo en la característica operativa MHO y para la característica operativa poligonal proponer entre 2 y 3 conteos, cuando la oscilación se ubica en la zona 2.

Coordinar el ajuste validado con otras funciones de protección de la máquina: Es necesario asegurar coordinación de la función de protección con otras funciones de protección de medición de impedancia que normalmente son ajustadas en el sistema de protección de los generadores, para ello se recomienda seguir las recomendaciones y consideraciones dadas en el capítulo 6.

Validar los ajustes a partir de pruebas de desempeño del equipo de protección: Con el fin de evaluar el desempeño y el comportamiento del ajuste de



la función de protección de pérdida de sincronismo se recomienda realizar pruebas de inyección secundaria, previas a la puesta en marcha del equipo de protección, en el capítulo 7 se presenta una metodología para realizar estas pruebas usando para ello los resultados de los análisis de estabilidad, realizados en el software de simulación.

5.2 Análisis para una red eléctrica conformada por unidades de generación de pequeña potencia

La metodología propuesta para ajustar y validar la función de protección de pérdida de sincronismo es aplicada en un caso de estudio de manera ilustrativa, la red eléctrica bajo análisis está compuesta por dos centrales hidroeléctricas de generación que se conectan a una barra de 44 kV, la primera central de generación está compuesta por dos unidades de generación cada una de 12 MVA y la segunda central está compuesta por una unidad generación de 14 MVA. Los parámetros técnicos de los diferentes elementos que hacen parte de la red eléctrica bajo estudio se presentan en el Anexo A. La Figura 17 muestra el diagrama unifilar de la red eléctrica analizada. Para este caso se escoge una característica operativa tipo MHO de 1 *blinder*.

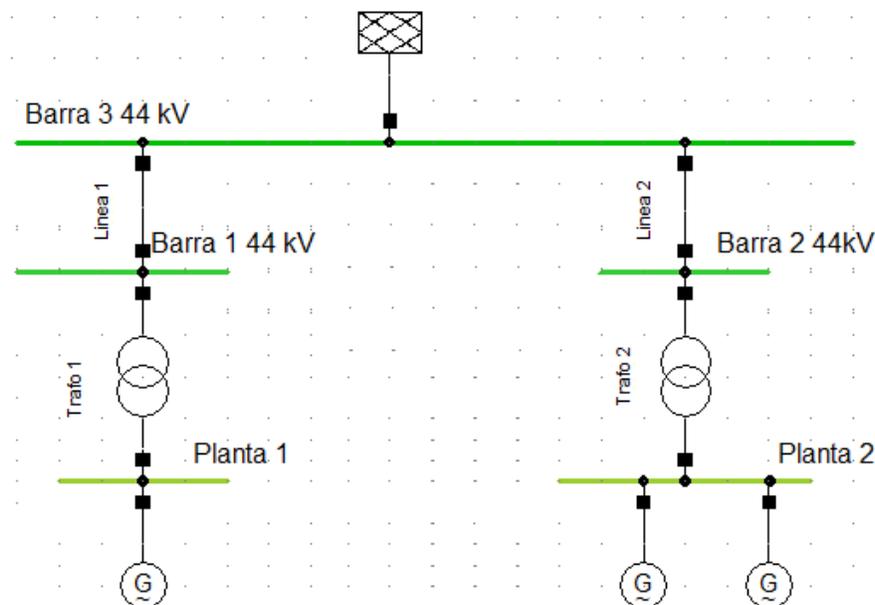


Figura 17 Red eléctrica simplificada usada para el caso de estudio 1



5.2.1 Ajuste Preliminar de la Protección tipo MHO

Inicialmente se determina el ajuste preliminar de la función de protección siguiendo el procedimiento descrito en el Anexo D, es necesario para ello simular corto circuitos trifásicos con resistencia de falla 0Ω en la barra de conexión de cada planta al sistema eléctrico, los resultados son mostrados en la Tabla 2.

Tabla 2 Impedancias externas del caso de estudio 1

Planta 1		Planta 2	
Re [Ω]	Xe [Ω]	Re [Ω]	Xe [Ω]
5.32	15.77	1.82	37.19

5.2.2 Definición de topologías y escenarios operativos

Para realizar la validación del ajuste de la protección en DIGSILENT es necesario activar el módulo de estabilidad y configurar el tipo de eventos de falla que quieren analizarse, los pasos de iteración, el tipo de representación de red más adecuado para el fenómeno bajo análisis y el método de simulación a trabajar. Para el caso de análisis se configuraron fallas trifásicas de diferentes valores de impedancia de falla (0Ω , 3Ω y 6Ω), las topologías de red analizadas se muestran en la Tabla 3 y los escenarios operativos en la Tabla 4 .

Tabla 3 Topologías eléctricas analizadas en el caso de estudio 1

Topología 1	Topología 2	Topología 3	Topología 4	Topología 5
Todas las unidades de la Planta 1 + Todas las unidades de la Planta 2	Todas las unidades de la Planta 1 + 1 unidad de la Planta 2	Todas las unidades de la Planta 1	Todas las unidades de la Planta 2	1 unidad de la Planta 2

Tabla 4 Escenarios operativos analizadas en el caso de estudio 1

	Consigna Potencia Unidades Planta 1	Consigna Potencia Unidades Planta 2
Demanda Máxima	U1 =9 MW	U1 =8 MW U2 =8 MW
Demanda Media	U1 =5 MW	U1 =4 MW U2 =4 MW
Demanda Mínima	U1 =3 MW	U1 =2 MW U2 =2 MW



5.2.3 Determinación de los tiempos críticos de despeje de fallas

A continuación, se determinan los tiempos críticos de despeje de falla de cada unidad de generación para ello se aplican corto circuitos trifásicos francos en el lado de alta de cada transformador elevador, variando discretamente el tiempo de despeje de la falla (apertura del interruptor) tanto para demanda máxima como para demanda mínima, los menores tiempos críticos obtenidos se muestran en la Tabla 5 para las unidades de generación de cada planta. La Figura 18 y la Figura 19 muestran el comportamiento del ángulo del rotor para los casos estable e inestable.

Tabla 5 Tiempos críticos de despeje de fallas caso de estudio 1

Planta 1		Planta 2	
Estable [ms]	Inestable [ms]	Estable [ms]	Inestable [ms]
322.3ms	322.4ms	678.2	678.3

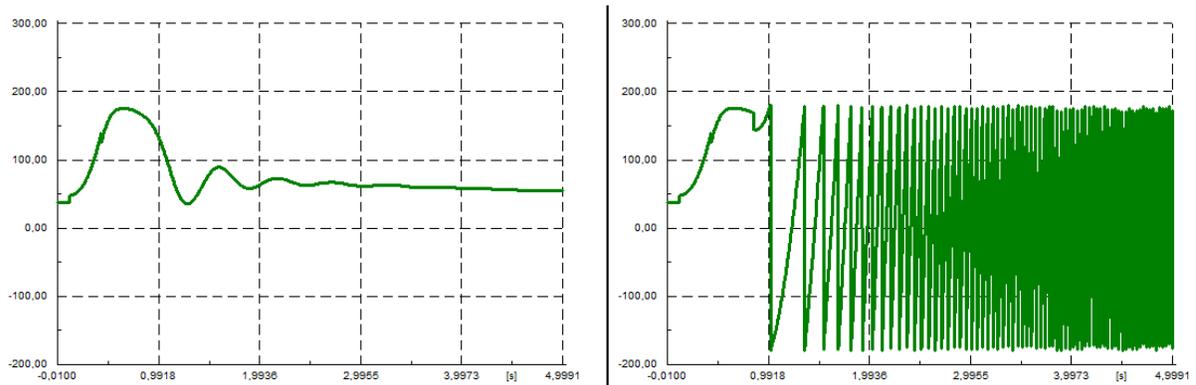


Figura 18 Ángulo del rotor de las unidades de la planta 1 caso estable (izq.) caso inestable (der)

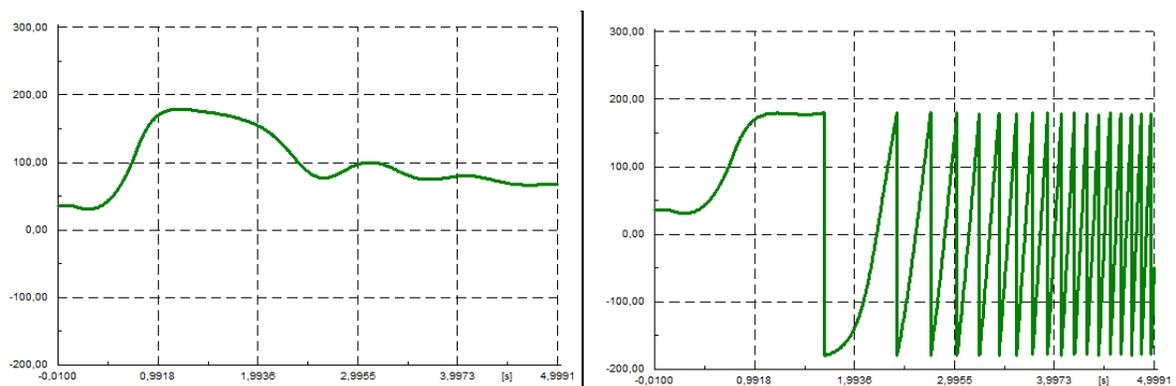


Figura 19 Ángulo del rotor de las unidades de la planta 2 caso estable (izq.) caso inestable (der)



Los resultados obtenidos en los tiempos críticos de falla, permiten concluir que la pérdida de sincronismo de un generador está directamente ligada con los parámetros internos de diseño y construcción de la misma, pero la constante de inercia (H) constituye en sí un parámetro de mucha relevancia con este fenómeno, en el caso analizado la unidad de la planta 1 tienen potencia nominal (14MVA) similar a la de las unidades de la planta 2 (12 MVA), sin embargo las unidades de la planta 1 tiene una constante de inercia de 2.15 s, mientras que para las unidades de la planta 2 es de 4,53 s, por esta razón los tiempos críticos de despeje de falla de las unidades de la planta 2 son mayores a los de la planta 1. Las simulaciones muestran que en general los tiempos críticos de despeje de falla de las unidades de la red eléctrica, están por encima de los 250ms, tiempo de operación de la etapa 2 de la función de protección de falla interruptor (ANSI 50BF).

5.2.4 Análisis de estado estable

Es necesario identificar la ubicación de la impedancia de carga vista por el relé de protección en estado estable ante condiciones de carga de las máquinas de mínima, media y máxima demanda. La Figura 20 muestra la ubicación de la impedancia de carga vista en el plano R-X ante condiciones de máxima entrega de potencia en las unidades de generación bajo análisis.

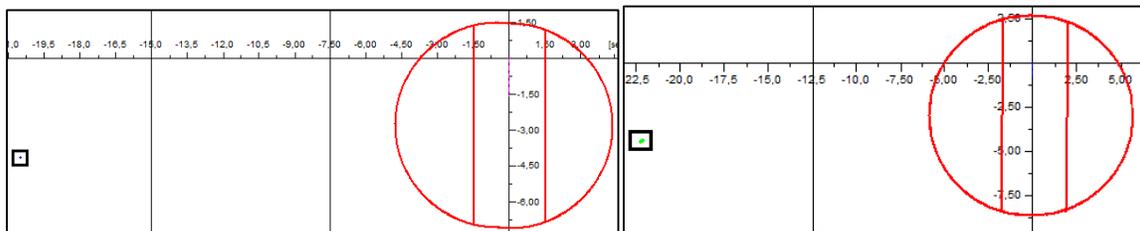


Figura 20 Impedancia de carga vista por el relé de la planta 1(izq.) planta 2(der.)

5.2.5 Análisis de estabilidad

La característica operativa tipo MHO ajustada en el software de simulación se hace siguiendo la metodología descrita en el Anexo F y es mostrada en la Figura 21, acompañada de la trayectoria de la impedancia aparente vista por el relé de protección ante una oscilación estable, como se puede observar en la figura, no se



cumple la lógica necesaria para generar orden de disparo al interruptor de la máquina.

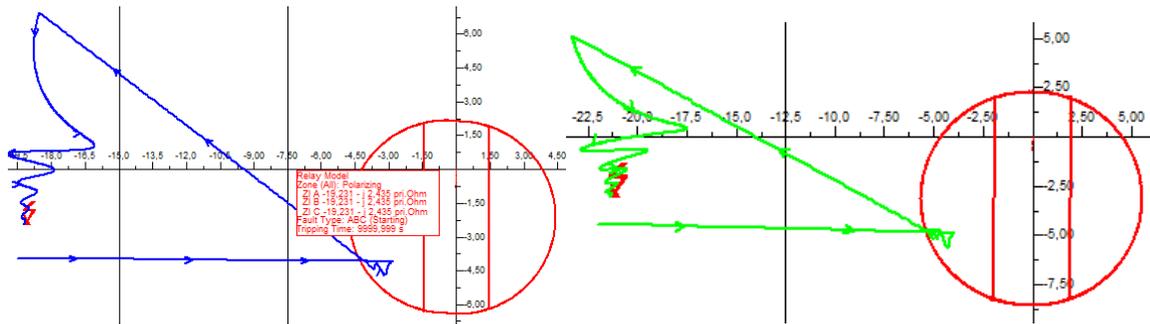


Figura 21 Impedancia aparente vista por el relé de la planta 1(izq.) planta 2(der.) ante osc. estable.

Para el caso de oscilaciones inestables es necesario validar si el ajuste de la función de protección es el adecuado y el relé de protección operará de la forma esperada, para ello se analiza el comportamiento de la impedancia aparente vista por el relé para todas las condiciones de falla con tiempos de despeje mayores al tiempo crítico de cada unidad de generación, la Figura 22 muestra la trayectoria de la impedancia vista por el relé durante la oscilaciones inestables cercanas a cada una de las plantas. Es posible concluir que bajo la condición operativa del análisis el ajuste del relé de protección operara de manera adecuada.

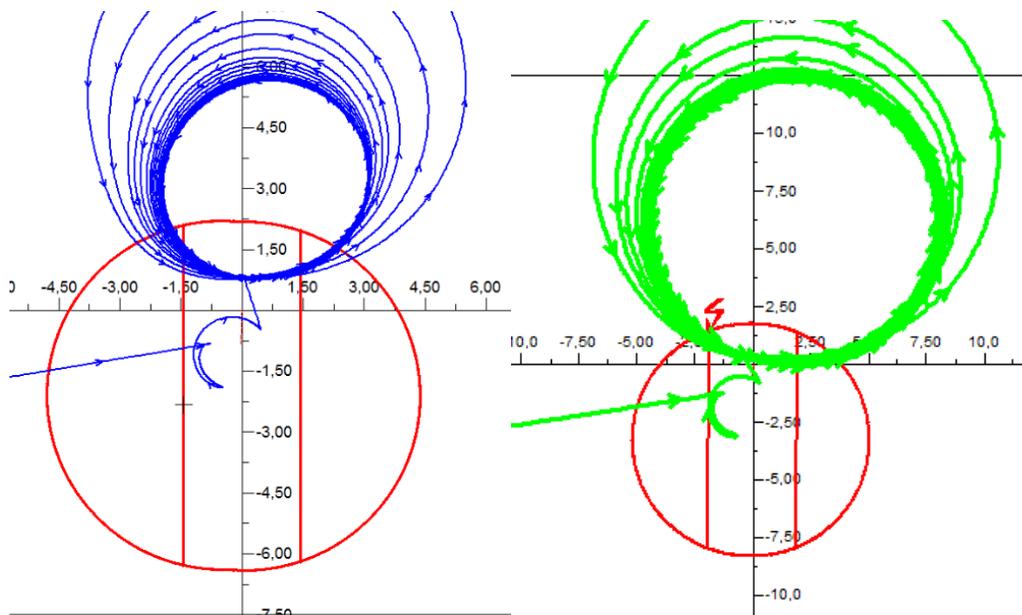


Figura 22 Impedancia aparente del relé de la planta 1 (izq.) y planta 2 (der.) ante una oscilación inestable.



5.2.6 Influencia de la Resistencia de Falla

El comportamiento de la impedancia y su trayectoria durante una oscilación depende entre otros factores de la impedancia de falla, en este caso de estudio se realizaron fallas trifásicas con tres valores diferentes de impedancia de falla (0Ω , 3Ω y 6Ω), valores de impedancia típicos en la realización de estudios de corto circuito y en estudios de ajuste y coordinación de protecciones eléctricas en los sistemas eléctricos de potencia, se recomienda realizar los análisis con el valor de impedancia de falla más probable y así lograr resultados más cercanos a la realidad, no tiene sentido usar resistencias de falla que en la práctica no se den o tengan probabilidad baja de ocurrencia.

Como puede verse en la Figura 23 la impedancia de falla tendrá influencia directa en el comportamiento de la impedancia vista por el relé de protección, en el caso de $R_f=0\Omega$ la trayectoria desactivará la lógica de disparo del relé después de la segunda oscilación ya que la impedancia toca el círculo MHO pero no alcanza a cruzar los dos *blindings*, para el caso de $R_f=3\Omega$ la trayectoria de la impedancia activará la lógica de disparo del relé sin ningún problema y finalmente para el caso de $R_f=6\Omega$, no se activará la lógica de disparo ante la falla y la oscilación se amortigua positivamente. Lo anteriormente expuesto sustenta el hecho de que los análisis de estabilidad deberán hacerse con diferentes valores de impedancia que puedan presentarse en el sistema y por supuesto que tengan mayor probabilidad de ocurrencia.

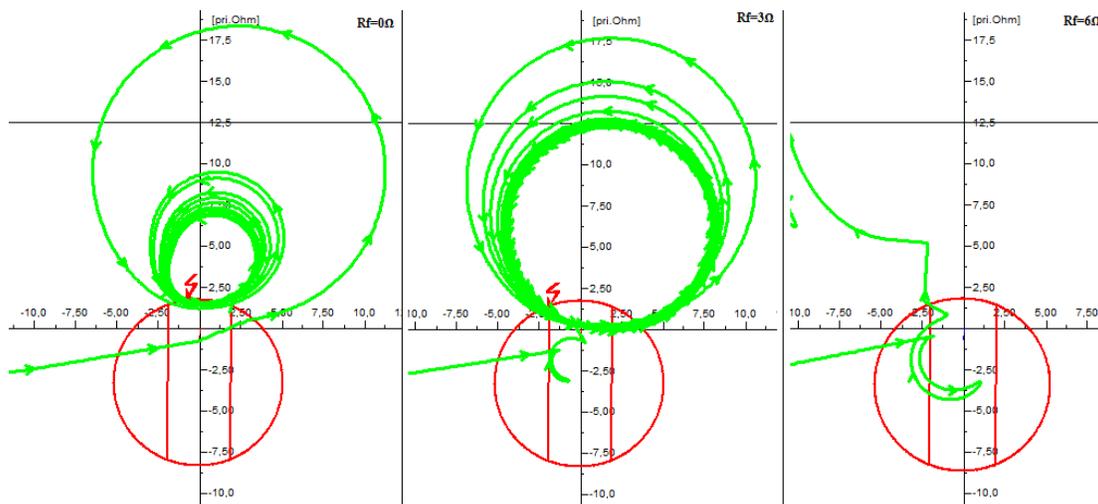


Figura 23 Trayectoria de la impedancia de la planta 2 con diferentes resistencias de falla.



5.2.7 Influencia de los escenarios operativos

Como se describió en la metodología propuesta no basta con verificar una sola condición topológica, o un escenario operativo puntual, es necesario llevar a cabo el análisis abarcando en lo posible todos los posibles casos que puedan presentarse en la operación de la unidad de generación y del sistema eléctrico, los escenarios operativos analizados en este caso fueron mostrados en la Tabla 4. El escenario operativo también tendrá una afectación en la trayectoria de la impedancia vista por el relé de protección en el momento de la oscilación, la Figura 24 muestra la impedancia vista por el relé de protección de la planta 1 en escenarios operativos de mínima (gráfica de la izquierda), media (gráfica del medio) y máxima demanda (gráfica de la derecha). Lo anterior significa que una oscilación inestable en condición de máxima demanda por ejemplo, puede encontrar amortiguamiento en otras condiciones operativas.

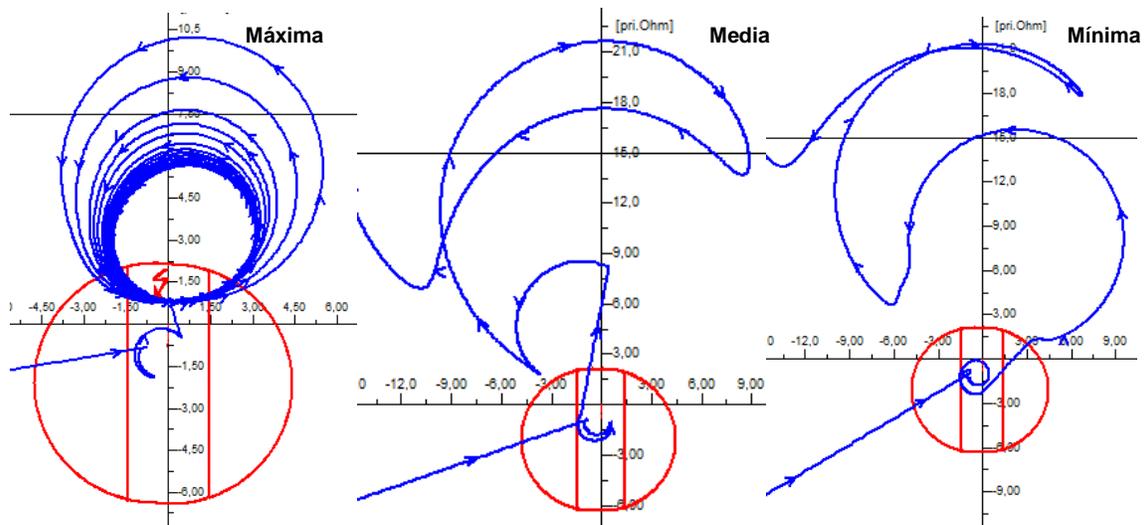


Figura 24 Trayectoria de la impedancia de la planta 2 en diferentes escenarios operativos.

Para el caso de análisis, se encontró después de realizar todos los análisis cubriendo todo el abanico de variaciones de red, que para las topologías 2 y 5 que se describen en la Tabla 3, el ajuste del relé de protección de las unidades de la planta 2 no operaba adecuadamente ante oscilaciones estables, tal como lo muestra la Figura 25.



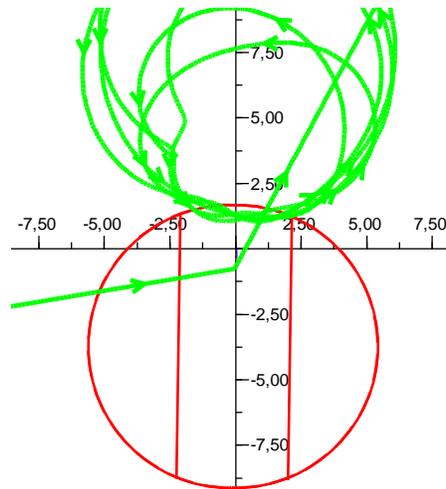


Figura 25 Impedancia aparente relé planta 2 ante oscilación inestable en topología 2.

5.2.8 Proceso de Reajuste de la Protección

Es claro que a pesar de tratarse de una oscilación donde la unidad de generación pierde sincronismo, el relé de protección no genera orden de disparo debido a que la trayectoria de la impedancia vista, no alcanza a cruzar los *blindados* y por poco no entra al círculo de impedancias. Esto muestra que el ajuste preliminar debe refinarse para que opere de manera adecuada, lo cual lleva a concluir que no es adecuado ajustar un relé de pérdida de sincronismo sin realizar estudios detallados de estabilidad transitoria en la red eléctrica.

En la Figura 26 se muestra la característica refinada de la protección, en esta se reajusto el offset y la ubicación de los *blindados*, se observa como ahora la trayectoria de la impedancia ante la misma oscilación inestable entra al diámetro de impedancia, cruzando el *blinder* derecho y luego sale por el *blinder* izquierdo, de esta forma se garantiza operación del relé de protección ante este tipo de oscilaciones. El ajuste refinado fue nuevamente validado realizando los análisis para todas las condiciones topológicas de red.



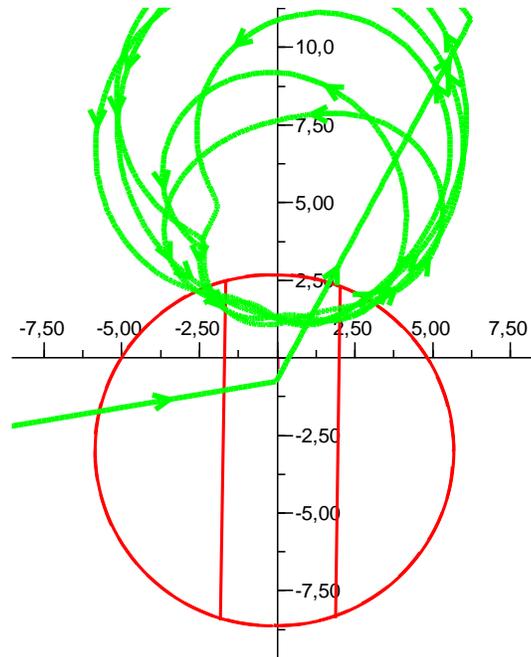


Figura 26 Característica refinada ante una oscilación inestable en la topología 2

La Tabla 6 muestra una comparación entre los parámetros del ajuste preliminar y los parámetros del ajuste validado definitivo.

Tabla 6 Comparación del ajuste preliminar y el ajuste definitivo

	Ajuste preliminar	Ajuste definitivo
Impedancia positiva [Ω]	1.70	2.80
Impedancia negativa [Ω]	9.21	8.70
Diámetro [Ω]	10.91	11.40
Blínder derecho [Ω]	2.13	1.80
Blínder izquierdo [Ω]	2.13	1.70

5.2.9 Análisis Angular

No solo es necesario analizar la trayectoria de la impedancia, también debe evaluarse el comportamiento de la tensión y la corriente de secuencia positiva, el ángulo del rotor y la potencia activa generada por la unidad de generación. La Figura 27 muestra el comportamiento de estas variables eléctricas para la unidad de generación de la planta 1 durante una oscilación de potencia estable, mientras que la Figura 28 muestra el comportamiento de estas variables para una oscilación inestable.



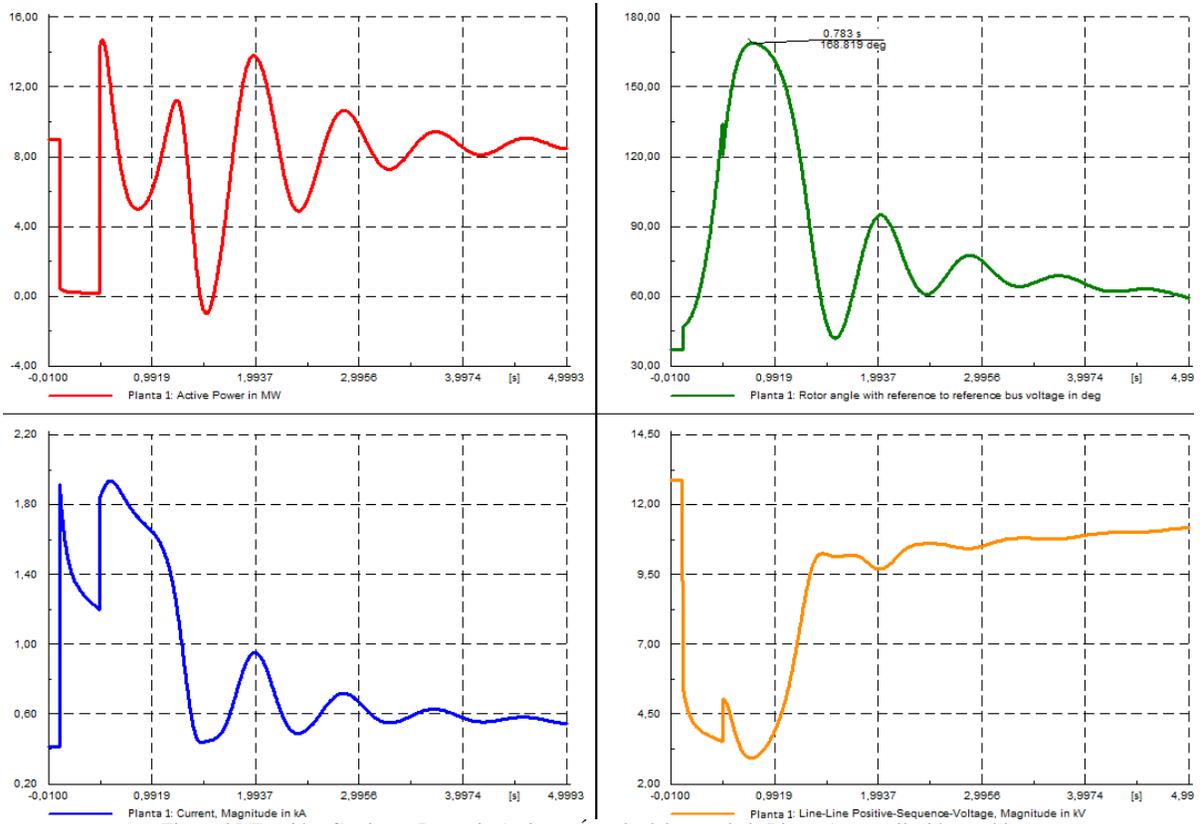


Figura 27 Tensión, Corriente, Potencia Activa y Ángulo del rotor de la Planta 1 en oscilación estable

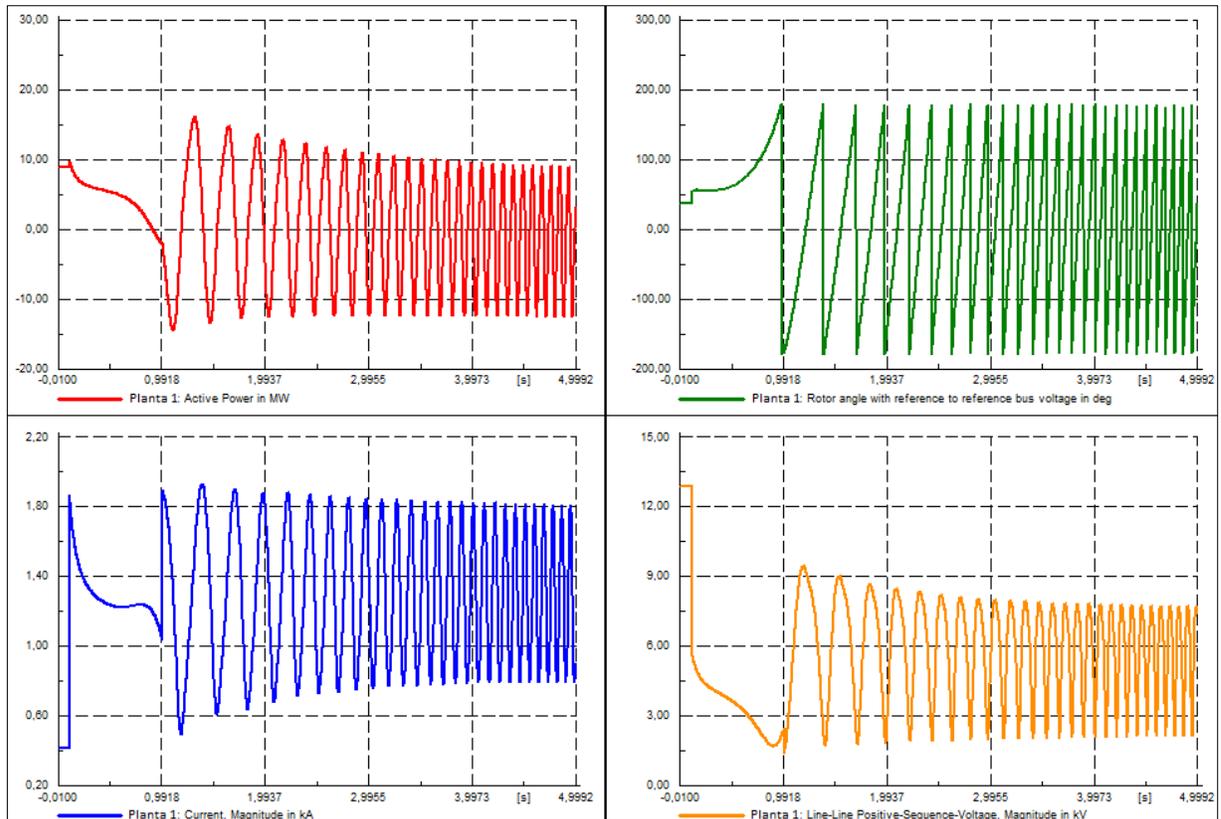


Figura 28 Tensión, Corriente, Potencia Activa y Ángulo del rotor de la Planta 1 en oscilación inestable



En el numeral 5.5 se describe la comparación del desempeño de dos características operativas aplicadas a este caso de estudio, la primera característica es la tipo MHO de 1 *blinder* y la segunda es la poligonal.

5.3 Análisis de sensibilidad en una red eléctrica conformada por unidades hidráulicas de gran potencia

Se presenta otro caso de estudio para aplicar la metodología propuesta, aquí la red eléctrica bajo análisis está compuesta por una central hidroeléctrica de generación con tres unidades cada una con capacidad nominal 109 MVA que se conectan a una subestación tipo interruptor y medio de 220 kV, de la subestación salen tres líneas de transmisión de diversas longitudes. Los parámetros técnicos de los diferentes elementos que hacen parte de la red eléctrica bajo estudio se presentan en el Anexo B. La Figura 29 muestra el diagrama unifilar de la red eléctrica analizada.

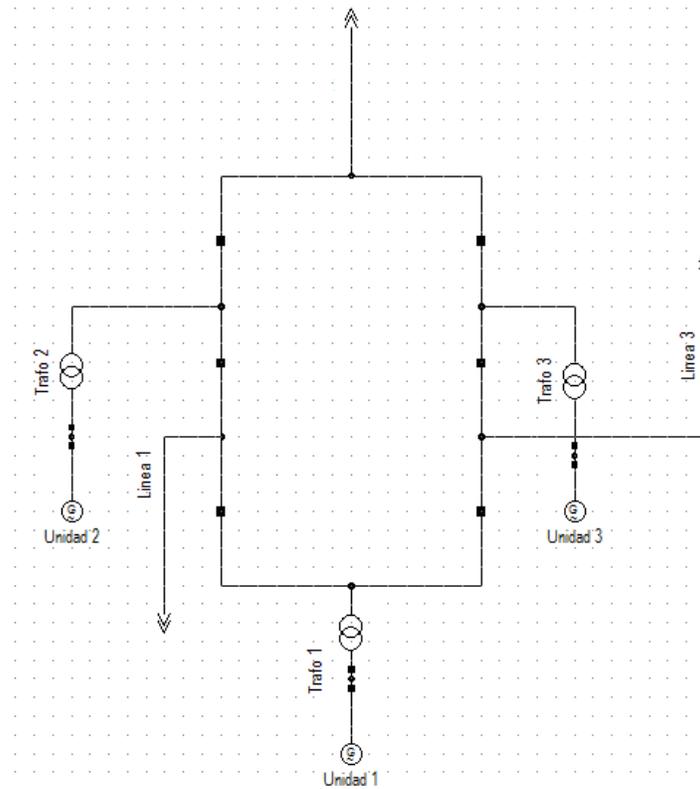


Figura 29 Red eléctrica usada para el caso de estudio 2



La característica operativa poligonal ajustada en el software de simulación se hace siguiendo la metodología descrita en el Anexo G. Los tiempos críticos obtenidos en este caso se muestran en la Tabla 7, los cuales son menores que los obtenidos en el caso del numeral 5.2, lo cual conlleva a concluir que el tamaño de la maquina no es directamente proporcional al tiempo crítico de despeje de falla, los niveles de corto circuito del punto de conexión de las unidades del sistema es determinante con respecto al tiempo que las unidades podrán soportar una falla.

Tabla 7 Tiempos críticos de despeje de fallas caso de estudio 2

Estable [ms]	Inestable [ms]
241ms	242ms

La Figura 30 muestra el comportamiento del ángulo del rotor ante condiciones estables e inestables. Cabe la pena recordar que el tiempo crítico de despeje de falla determinara los tiempos de disparo de las etapas 1 y 2 de la función de falla interruptor (ANSI 50BF).

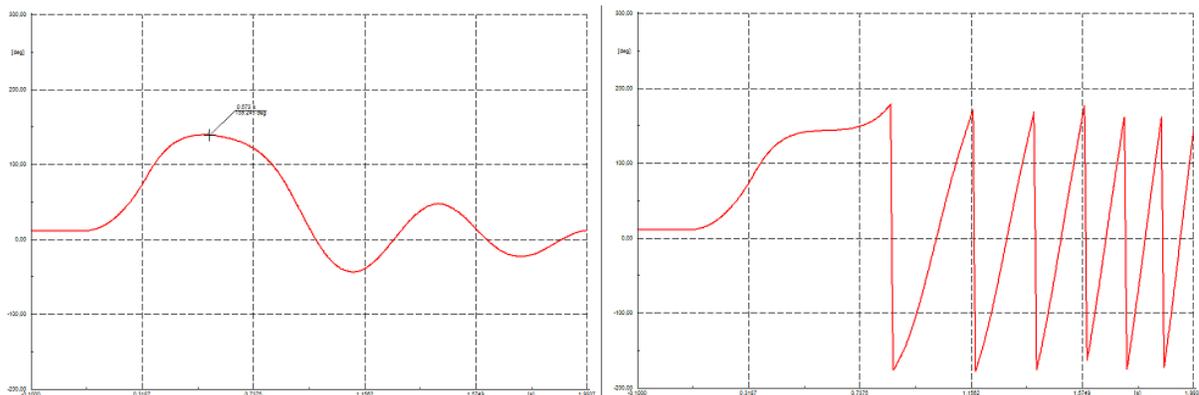


Figura 30 Ángulo del rotor de las unidades del caso de estudio 2 caso estable (izq.) caso inestable (der)

El análisis se realizó de manera similar al caso de estudio descrito y analizado en el numeral 5.2. La Figura 31 muestra el comportamiento de la impedancia ante una oscilación estable, la verificación se realizó para diferentes topologías eléctricas similares a las descritas en el caso de estudio anterior.



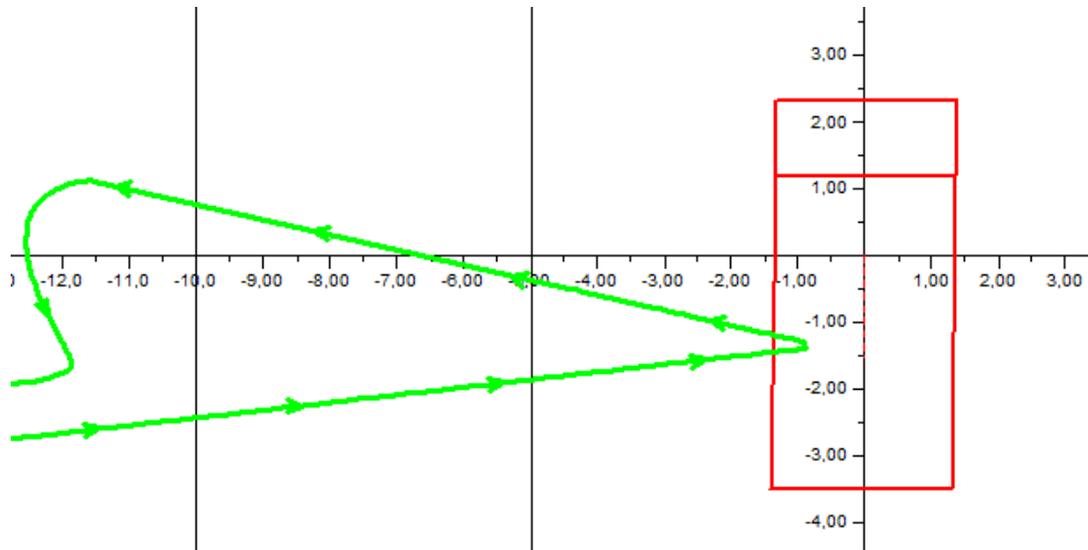


Figura 31 Impedancia aparente vista por el relé ante una oscilación estable caso de estudio 2.

Para el caso de oscilaciones inestables fue necesario validar si el ajuste de la función de protección es el adecuado y el relé de protección operará de la forma esperada, para ello se analiza el comportamiento de la impedancia aparente vista por el relé para todas las condiciones de falla con tiempos de despeje mayores al tiempo crítico de cada unidad de generación, la Figura 32 muestra la trayectoria de la impedancia vista por el relé durante la oscilaciones inestables.

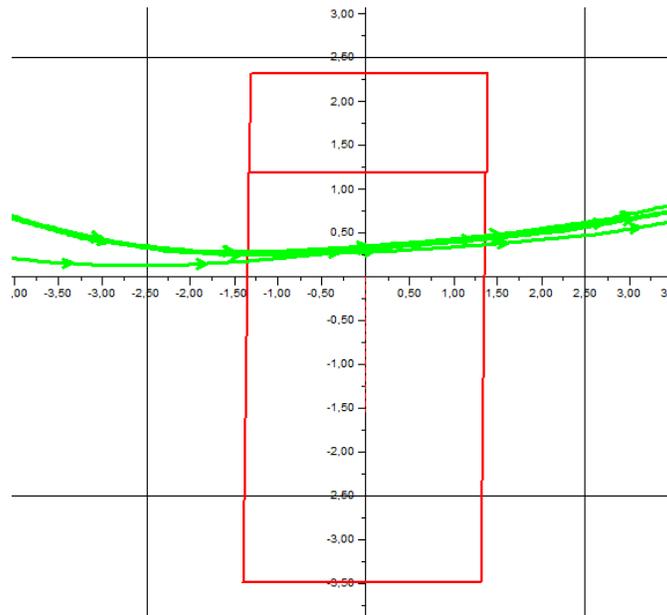


Figura 32 Impedancia aparente del relé ante una oscilación inestable caso de estudio 2.



Después de realizar los análisis siguiendo la metodología de ajuste y validación propuesta en este documento, se determinó que el ajuste validado de la función de protección de pérdida de sincronismo es el mostrado en la Figura 33 el cual no fue necesario modificar ya que su desempeño es correcto para oscilaciones estables e inestables para todos los escenarios operativos y topologías eléctricas analizadas, las cuales se muestran en la Tabla 8 y en la Tabla 9.

Tabla 8 Topologías eléctricas analizadas en el caso de estudio 2

Topología 1	Topología 2	Topología 3
Todas las unidades de generación activas	Dos unidades de generación activas	Una unidad de generación activas

Tabla 9 Escenarios operativos analizados en el caso de estudio 2

Consigna Potencia Unidades de la Planta	
Demanda Máxima	U1 =102 MW
Demanda Media	U1 =60 MW
Demanda Mínima	U1 =20 MW

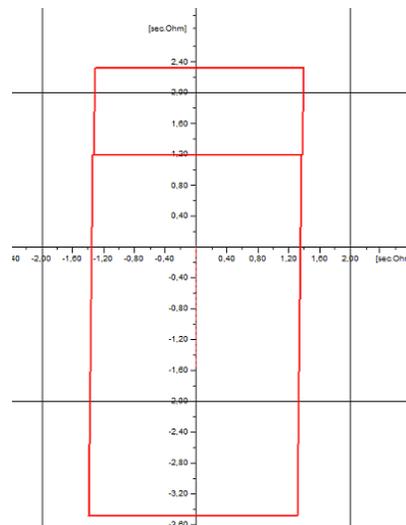


Figura 33 Ajuste validado de la protección de pérdida de sincronismo del caso de estudio 2.

La Figura 34 muestra el comportamiento de estas variables eléctricas para las unidades de generación de la planta durante una oscilación de potencia inestable, mientras que la Figura 35 muestra el comportamiento de las mismas variables pero para una oscilación estable.



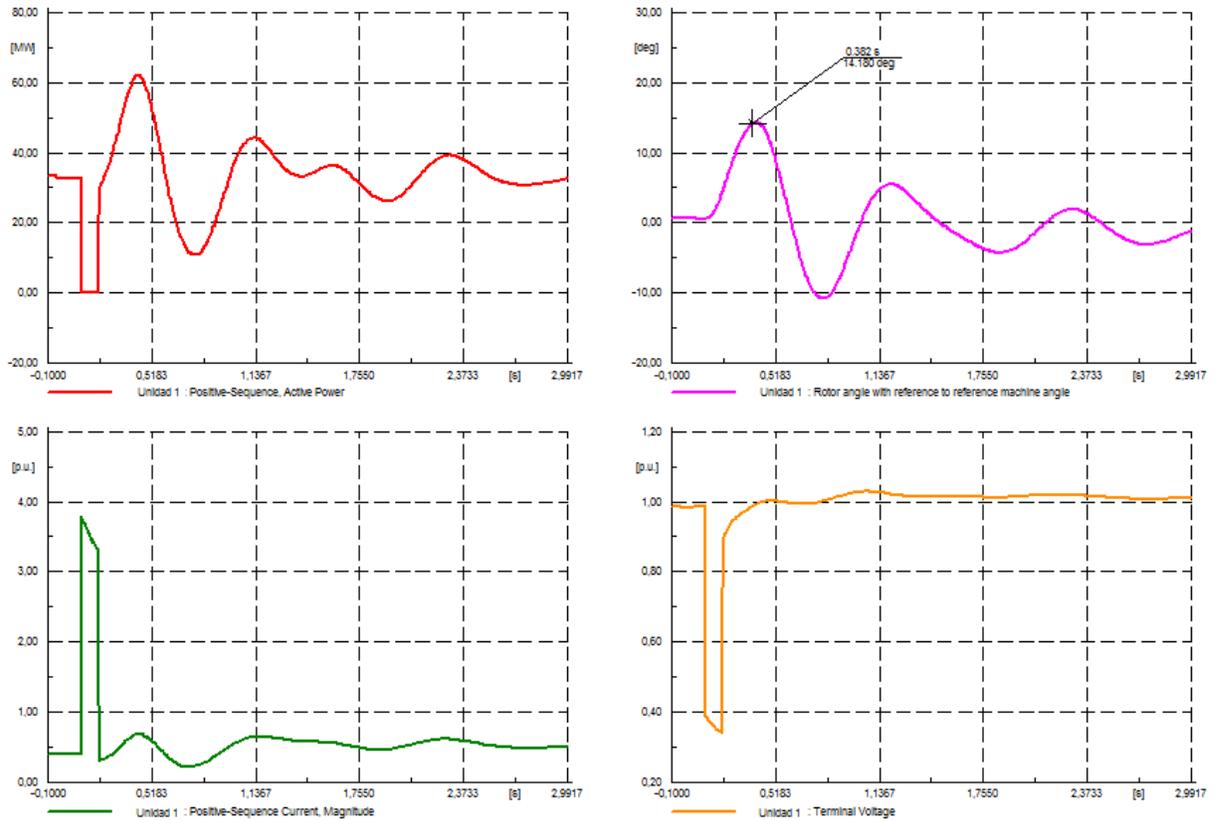


Figura 34 Tensión, Corriente, Potencia Activa y Ángulo del rotor ante osc. estable caso estudio 2

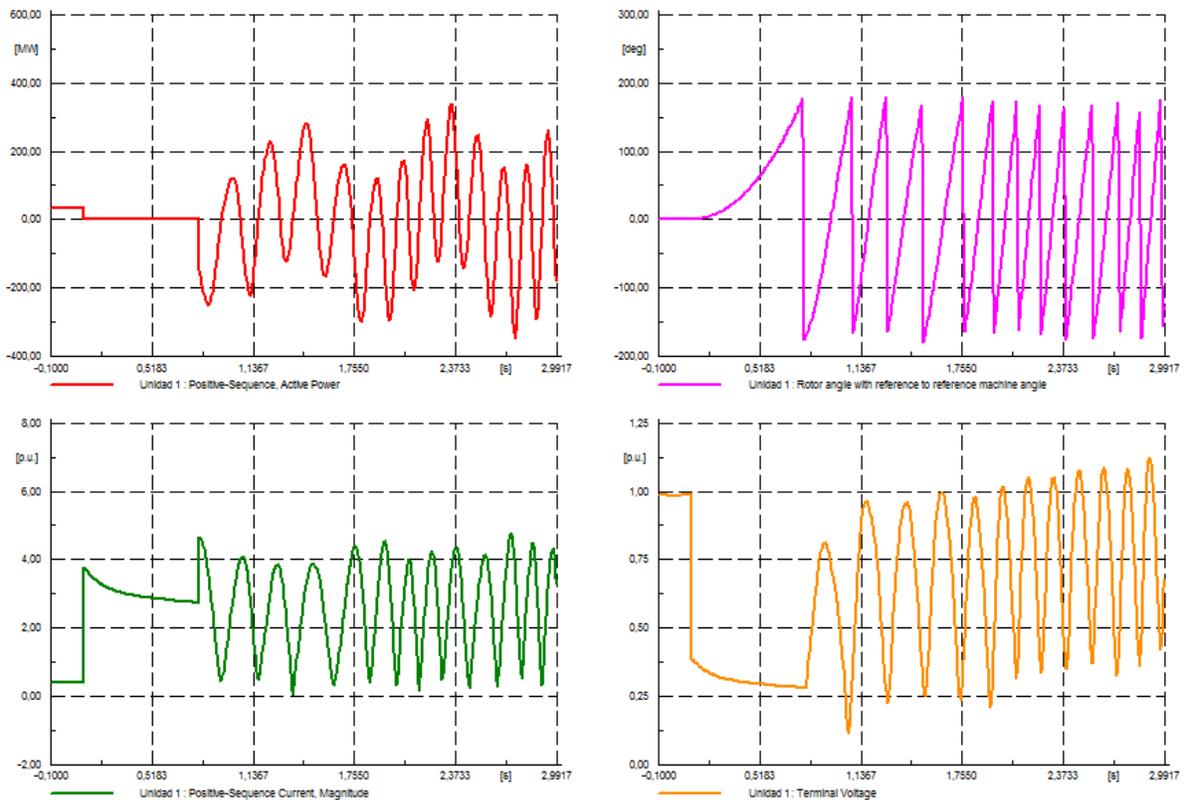


Figura 35 Tensión, Corriente, Potencia Activa y Ángulo del rotor ante osc. inestable caso de estudio 2



5.4 Análisis de sensibilidad en una red eléctrica conformada por unidades térmicas de gran potencia

Un último caso de estudio de aplicación de la metodología propuesta se presenta a continuación, esta red eléctrica está compuesta por una central termoeléctrica de generación con tres unidades, dos unidades con turbinas a gas con capacidad nominal 211 MVA y una tercera unidad de generación con turbina a vapor de 231 MVA, las unidades se conectan a una subestación tipo interruptor y medio de 220 kV, de la subestación salen tres líneas de transmisión de diversas longitudes. Los parámetros técnicos de los diferentes elementos que hacen parte de la red eléctrica bajo estudio se presentan en el Anexo C. La Figura 36 el diagrama unifilar de la red eléctrica analizada.

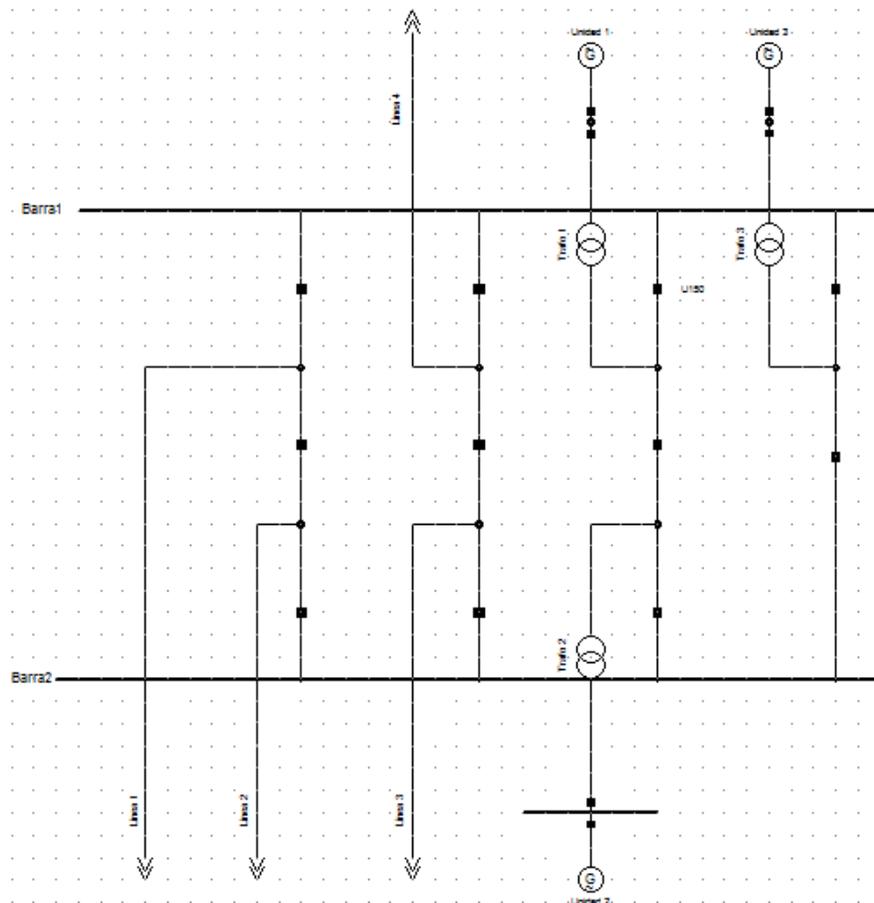


Figura 36 Red eléctrica usada para el caso de estudio 3



La característica operativa tipo MHO ajustada en el software de simulación se hace siguiendo la metodología descrita en el Anexo F. Los tiempos críticos obtenidos en este caso se muestran en la Tabla 10, en este caso los tiempos críticos de despeje de falla están por encima de los 250ms tiempo de actuación de la etapa 2 de la función (ANSI 50BF), la particularidad que presenta este caso de estudio es que cada unidad de generación tiene un tiempo crítico diferente, sobre todo las unidades 1 y 2 las cuales son máquinas con características técnicas iguales pero con dinámicas diferentes dentro del sistema eléctrico analizado.

Tabla 10 Tiempos críticos de despeje de fallas caso de estudio 3

Unidad 1		Unidad 2		Unidad 3	
Estable [ms]	Inestable [ms]	Estable [ms]	Inestable [ms]	Estable [ms]	Inestable [ms]
291.7	291.8	311.4	311.5	371.5	371.6

La Figura 37 muestra el comportamiento del ángulo del rotor ante condiciones estables e inestables de las tres unidades (unidad 1 –azul, unidad 2 –verde, unidad 3-rojo). En este caso la maquina 3 tiene tiempos críticos de despeje de falla más altos debido a que su constante inercia es mayor, pero debido a que se trata de una planta termoeléctrica de ciclo combinado es recomendable tomar el tiempo critico más bajo que arroje el estudio de estabilidad.

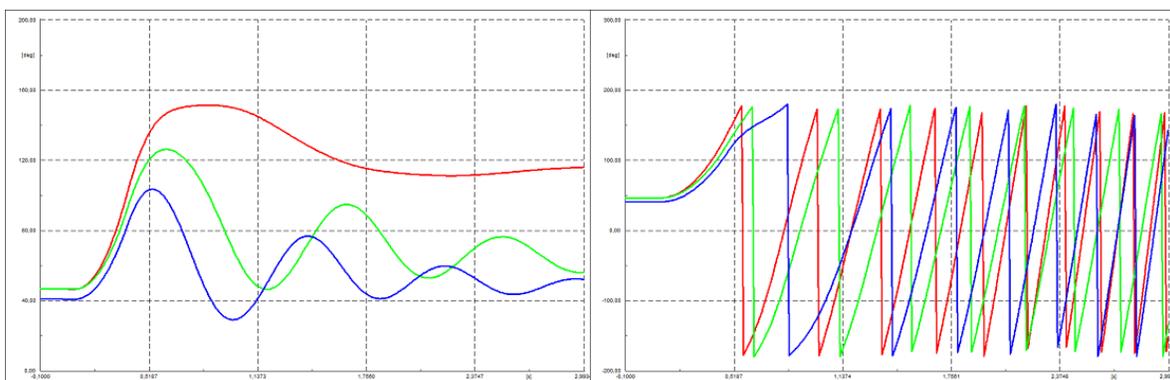


Figura 37 Ángulo del rotor de las unidades del caso de estudio 3 caso estable (izq.) caso inestable (der)

El análisis se realizó de manera similar al caso de estudio descrito y analizado en el numeral 5.2. La Figura 38 muestra el comportamiento de la impedancia ante una



oscilación estable, la verificación se realizó para diferentes topologías eléctricas descritas en la Tabla 11 y en la Tabla 12.

Tabla 11 Topologías eléctricas analizadas en el caso de estudio 3

Topología 1	Topología 2	Topología 3
Todas las unidades de generación activas	Dos unidades de generación activas	Una unidad de generación activas

Tabla 12 Escenarios operativos analizados en el caso de estudio 3

	Consigna Potencia Unidades de la Planta
Demanda Máxima	U1 =150 MW
Demanda Media	U1 =70 MW
Demanda Mínima	U1 =30 MW

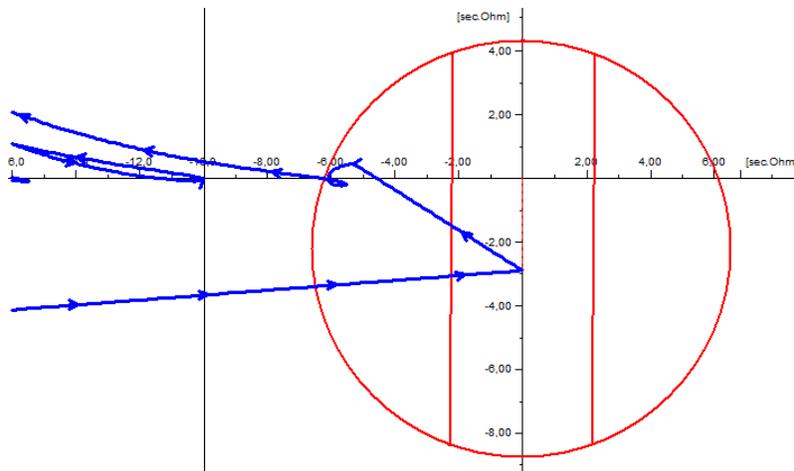


Figura 38 Impedancia aparente vista por el relé ante una oscilación estable caso de estudio 3.

Para el caso de oscilaciones inestables es necesario validar si el ajuste de la función de protección es el adecuado y el relé de protección operará de la forma esperada, para ello se analiza el comportamiento de la impedancia aparente vista por el relé para todas las condiciones de falla con tiempos de despeje mayores al tiempo crítico de cada unidad de generación, la Figura 39 muestra la trayectoria de la impedancia vista por el relé durante la oscilaciones inestables.



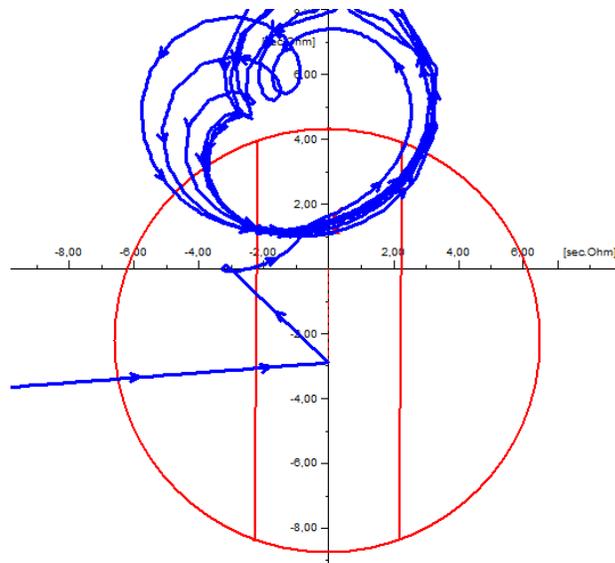


Figura 39 Impedancia aparente del relé ante una oscilación inestable caso de estudio 3.

Después de realizar los análisis siguiendo la metodología de ajuste y validación propuesta en este documento, se determinó que el ajuste validado de la función de protección de pérdida de sincronismo es el mostrado en la Figura 40, fue necesario modificar la ubicación de los *blinders* y el ajuste OFFSET para que su desempeño fuera adecuado ante oscilaciones estables e inestables para todos los escenarios operativos y topologías eléctricas analizadas.

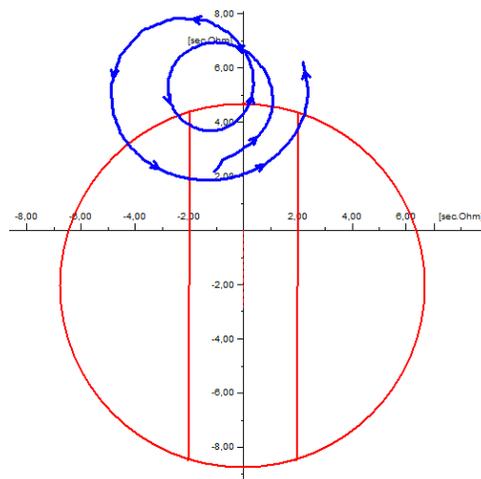


Figura 40 Ajuste validado de la protección de pérdida de sincronismo del caso de estudio 3.

La Figura 41 muestra el comportamiento de estas variables eléctricas para las unidades de generación de la planta durante una oscilación de potencia inestable, mientras que la Figura 42 muestra el comportamiento de las mismas variables pero para una oscilación inestable.



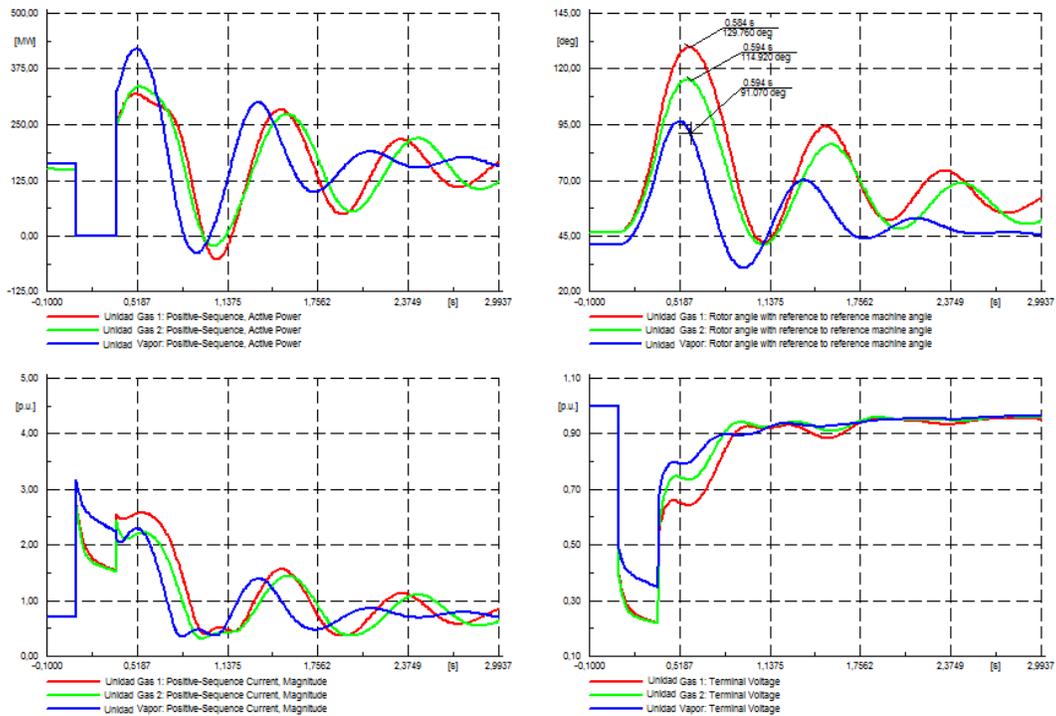


Figura 41 Tensión, Corriente, Potencia Activa y Ángulo del rotor ante osc. estable caso estudio 3

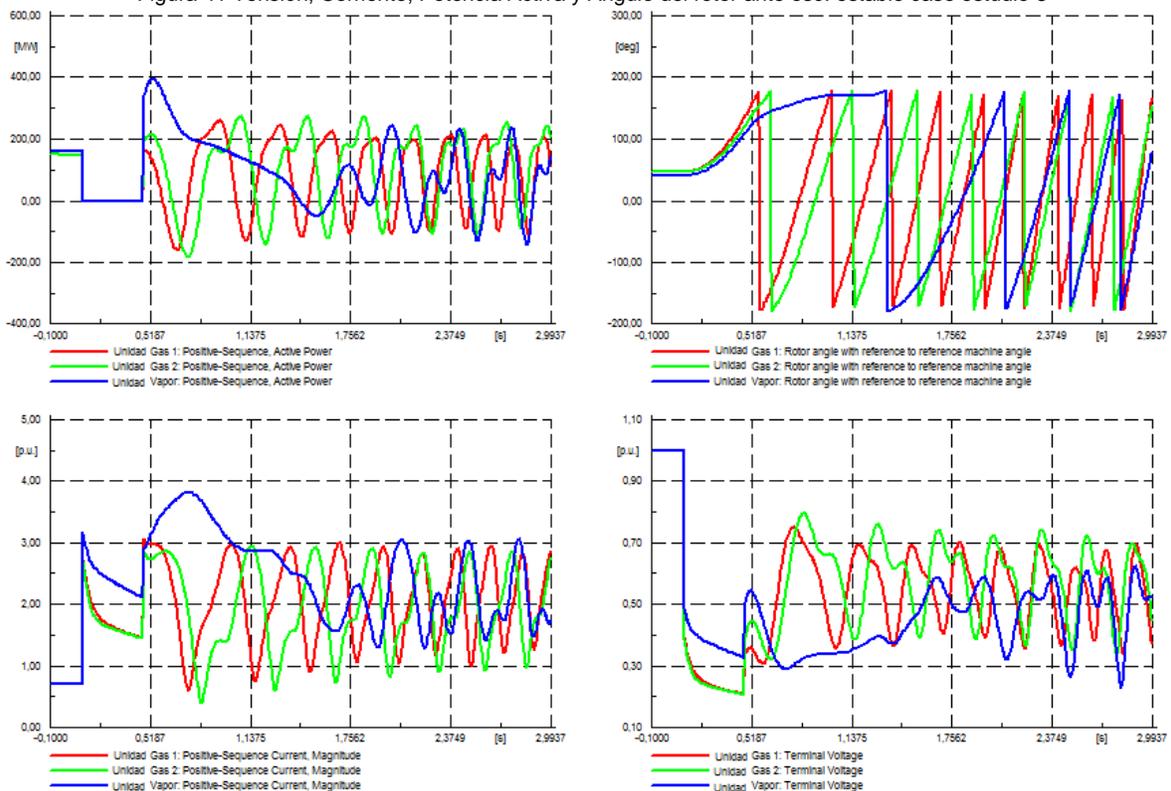


Figura 42 Tensión, Corriente, Potencia Activa y Ángulo del rotor ante osc. inestable caso de estudio 3



5.5 Comparación entre la característica operativa tipo MHO y la característica poligonal

Como se describió en los capítulos anteriores las características operativas de la función de protección comparten de alguna forma principios operativos y tienen procedimientos de cálculo del ajuste preliminar de la función de protección bastante parecidos, sin embargo existen algunas diferencias que pueden definir la aplicación de una característica determinada en una instalación eléctrica. A continuación se presentan de manera resumida una comparación entre la característica de protección tipo MHO de 1 *blinder* y la característica poligonal.

En el numeral 3.1 se presentaron los fundamentos de estas dos características operativas, se habló que la característica tipo MHO solo usa la impedancia externa del sistema para la determinación del ángulo de inclinación de la característica, mientras que la característica poligonal usa esta impedancia no solo para determinar este el ángulo de inclinación sino también para calcular la altura del polígono, específicamente la zona 2, lo cual tiene bastante relevancia cuando se quieren detectar oscilaciones inestables cuyo centro eléctrico se ubica en el sistema eléctrico y de esta manera sacar la máquina de sincronismo tratando de mantener la estabilidad del sistema.

La característica tipo MHO solo cuenta con una zona de ajuste y esta específicamente orientada a detectar oscilaciones inestables que caigan en el centro geométrico del generador y su transformador elevador. La Figura 43 muestra la ubicación de ambas características operativas, ajustadas para proteger a los generadores del caso de estudio 1 mostrado en el numeral 5.2 y cuyos datos técnicos son listados en el Anexo A.



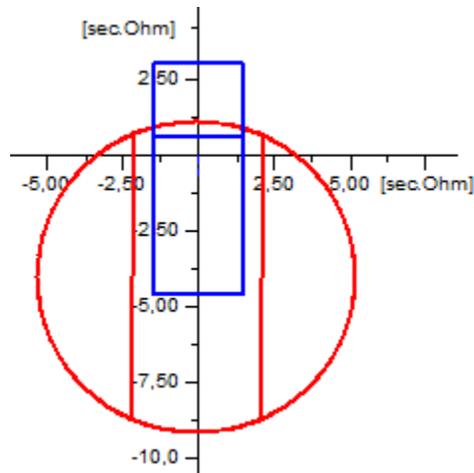


Figura 43 Comparación de las características operativas tipo MHO y la poligonal en el plano R-X

Adicional a lo anteriormente expuesto, la característica poligonal permite definir tiempos de operación independientes para cada una de las zonas operativas, también cuenta con la capacidad de realizar conteos oscilatorios, es decir puede contar las veces que la lógica de disparo se cumple observando la trayectoria seguida por la impedancia aparente, de esta manera para oscilaciones inestables cercanas al generador puede disparar con un solo conteo, mientras que para oscilaciones en el sistema puede generar orden de disparo después de 2 o 3 conteos oscilatorios, esta opción no la tienen todos los fabricantes de equipos de protección que ofrecen la característica operativa tipo MHO de 1 o 2 *blindings*. Por otro lado la característica tipo MHO tiene como ventaja la definición independiente de los *blindings*, opción que no está presente en la característica poligonal ya que esta es simétrica con respecto al eje de las reactancias.

La Figura 44 muestra la trayectoria seguida por la impedancia vista por ambas características operativas ante una oscilación inestable cercana al generador, se observa que ambas características operarían correctamente en este caso.



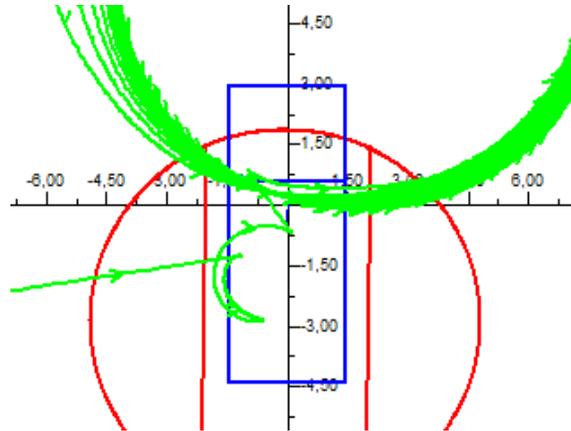


Figura 44 Trayectoria de la impedancia ante una oscilación inestable cercana al generador

Otra situación es la presentada en la Figura 46, en este caso se presenta una oscilación inestable en el sistema eléctrico de potencia pero con una configuración eléctrica diferente a la mostrada anteriormente, a pesar de que la máquina pierde sincronismo, el relé de protección con característica tipo MHO no enviaría orden de apertura al interruptor de la máquina ya que no se cumple la lógica respectiva para ello porque la trayectoria de la impedancia no entra al círculo de impedancia ni cruza los blinders. La característica poligonal en este caso operará correctamente.

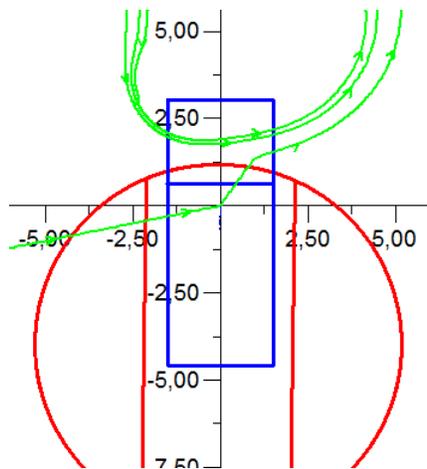


Figura 45 Trayectoria de la impedancia ante una oscilación inestable con cambios topológicos en la red

Para mejorar la operación de la característica tipo MHO es necesario ajustar el diámetro de impedancias y la ubicación de los *blinders*, aplicando la metodología propuesta en el capítulo 5.1. Una vez aplicada esta metodología el ajuste refinado obtenido se muestra en la Figura 46 y la comparación entre el ajuste preliminar y validado de ambas características se muestran en la Tabla 13 y en la Tabla 14.



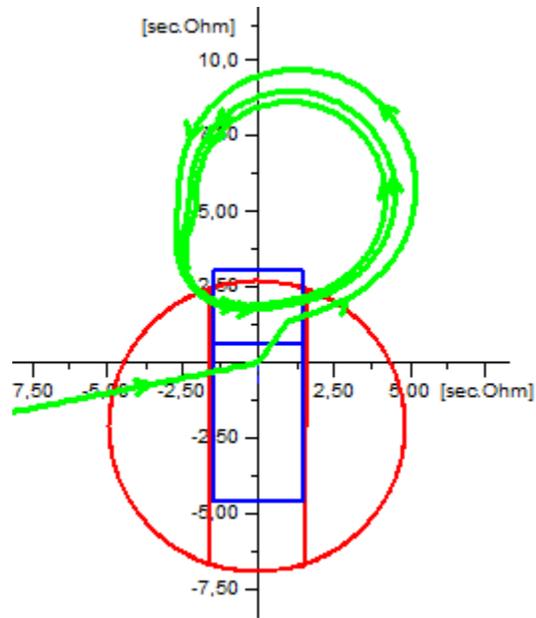


Figura 46 Características operativas refinadas ante una oscilación inestable lejana al generador

Tabla 13 Comparación del ajuste preliminar y el ajuste definitivo de la característica MHO de 1 *blinder*

	Ajuste preliminar	Ajuste definitivo
Impedancia positiva [Ω]	1.70	2.80
Impedancia negativa [Ω]	9.21	8.70
Diámetro [Ω]	10.91	11.40
<i>Blinder</i> derecho [Ω]	2.13	1.6
<i>Blinder</i> izquierdo [Ω]	2.13	1.6

Tabla 14 Comparación del ajuste preliminar y el ajuste definitivo de la característica poligonal

	Ajuste preliminar	Ajuste definitivo
Za [Ω]	1.511	1.511
Zb [Ω]	4.604	4.604
Zc [Ω]	0.624	0.624
Zd [Ω]	3.026	3.026



6. Consideraciones para la coordinación con otras funciones de protección

Debido a que la función de protección de pérdida de sincronismo basa su principio de operación en el cálculo de la impedancia aparente a partir de la medición de corrientes y tensiones del generador, es de suma importancia validar la coordinación de esta función de protección con otras funciones de protección que también basan su operación en este principio, tal es el caso de las funciones de protección distancia en las líneas de transmisión de la zona eléctrica cercana al generador y las funciones de protección de mínima impedancia o distancia (ANSI 21) y pérdida de campo (ANSI 40) en el mismo generador. En este capítulo se centra el análisis y se dan recomendaciones para la validación de la coordinación entre la función de pérdida de sincronismo y las funciones ANSI 21 y ANSI 40 del generador.

A continuación se presenta una explicación básica y la forma de determinar el ajuste preliminar de estas dos protecciones anteriormente mencionadas:

6.1 Protección distancia (ANSI 21)

La protección de mínima impedancia o distancia (ANSI 21) es comúnmente usada en generadores para detectar fallas entre el generador y el punto de conexión al sistema de potencia, que normalmente no son detectadas por otras funciones de protección, también puede servir de respaldo a las protecciones distancia de las líneas de salida de la subestación de conexión al sistema. Como su nombre lo dice esta función basa su principio operativo en el cálculo de la impedancia usando para ello las medidas de corriente y tensión [19] .

Existen dos tipos de características operativas de esta función de protección, la característica tipo MHO y la característica cuadrilateral (poligonal), cada una maneja dos zonas de ajuste. La zona 1 normalmente se configura para proteger entre los



transformadores de corriente previos al punto neutro del generador y un porcentaje de los devanados del transformador de potencia elevador asociado a la máquina, la zona 2 protege todo el conjunto (generador, transformador y cable de alta tensión) y una porción de la línea más corta de salida de la subestación de conexión, tal como lo muestra la Figura 47. La característica tipo MHO comúnmente usada [20] es mostrada en la Figura 48.

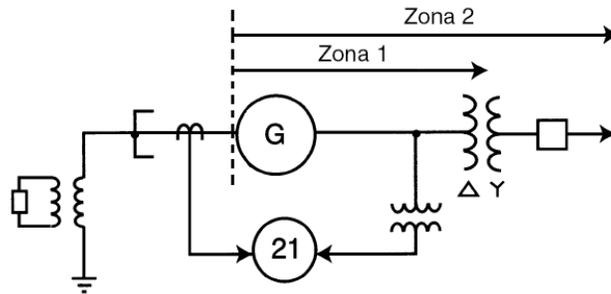


Figura 47 Zonas de protección de la función de protección (ANSI 21)

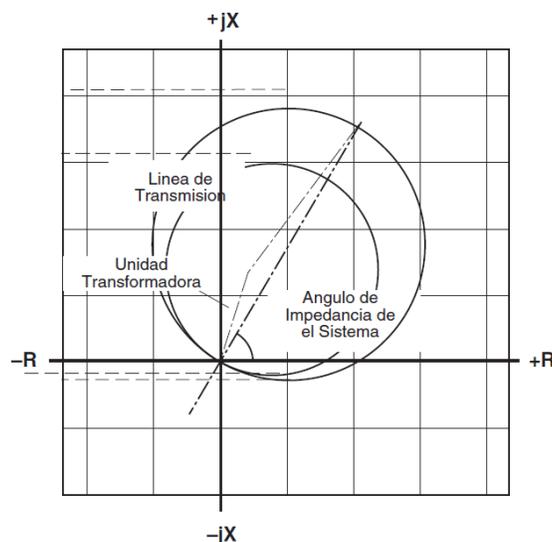


Figura 48 Característica operativa tipo MHO de la función de protección ANSI 21 [20].

6.2 Protección pérdida de campo (ANSI 40)

Esta función de protección aísla del sistema la unidad de generación en el momento de que ésta pierda la excitación, condición bajo la cual el generador puede absorber gran cantidad de potencia reactiva del sistema operando de manera similar a la de un generador de inducción, condición que genera inestabilidad de tensión en el



sistema eléctrico de potencia (colapso de la tensión y oscilaciones de potencia). Las causas de pérdida de excitación se pueden dar por problemas relacionados con el campo, como circuito abierto, cortocircuito, mal funcionamiento del regulador de tensión, mal contacto con las escobillas, entre otros.

Existen dos tipos de características operativas de esta función de protección, la característica de impedancia tipo MHO de dos círculos mostrada en la Figura 49 que ilustra la ubicación de los limitadores de la curva de cargabilidad del generador y las zonas donde caería la impedancia vista por el relé en el momento de una falla bajo condiciones de mínima y máxima carga. También existe otra característica de admitancia que tiene un comportamiento parecido a los limitadores del regulador de tensión de la máquina descritos en el capítulo 4 y es mostrada en la Figura 50.

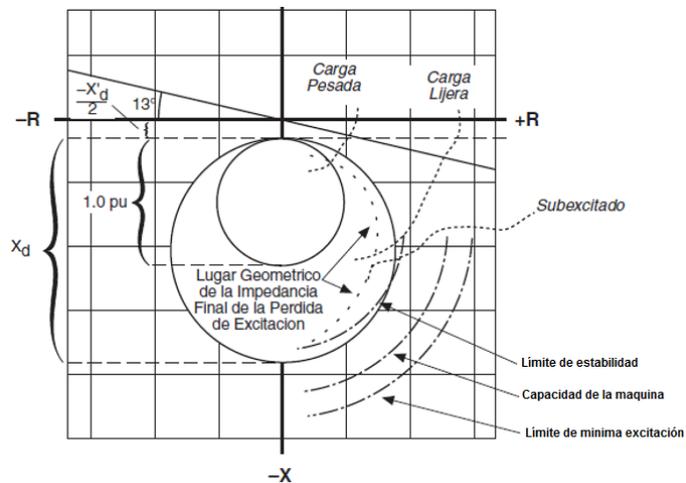


Figura 49 Característica operativa tipo MHO de la función de protección ANSI 40 [20].

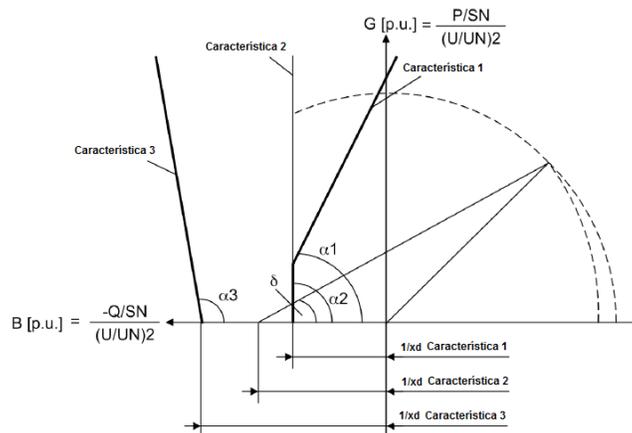


Figura 50 Característica operativa de admitancia de la función de protección ANSI 40 [6].



6.3 Coordinación con las funciones ANSI 21 y ANSI 40

Debido a que las funciones de protección anteriormente mencionadas comparten principios de operación y de medición de impedancia con la función de protección de pérdida de sincronismo, es necesario tener en cuenta algunas consideraciones a la hora de determinar el ajuste preliminar y validar su coordinación, las cuales se comparten a continuación:

- Es necesario ver la ubicación dentro de la curva de cargabilidad de la unidad de los ajustes de las funciones de protección de impedancia ANSI 21, ANSI 40 y ANSI 78, con el fin de identificar que estos coordinen entre si y también con los limitadores del sistema de control de tensión de la unidad de generación [21].
- Es necesario entender las diferencias del comportamiento de la impedancia vista por un relé de protección ante una condición de falla y una oscilación, diferencia que radica principalmente en la velocidad de desplazamiento del punto de impedancia visto por la protección. Ante una falla la impedancia “viajara” directamente desde el punto de carga y se ubicara dentro de la característica de operación del relé de impedancia, para el caso de una oscilación esta se seguirá desplazando en dentro del plano R-X siguiendo una trayectoria cíclica si se trata de una oscilación inestable.
- Se recomienda realizar estudios de estabilidad transitoria ubicando en un plano R-X las funciones de protección de medición de impedancia y evaluar el comportamiento de la impedancia ante diferentes perturbaciones que generen oscilaciones estables e inestables, tal como se muestra en la Figura 51.
- Debido a que generalmente los ajuste de las funciones de protección de medición de impedancia se solapan, se debe asegurar que oscilaciones estables que alcanzan amortiguamiento no generen disparos de las funciones ANSI 21 y ANSI 40 esto se lograra revisando muy bien el tiempo de cruce de la impedancia ante estas perturbaciones.



- Para asegurar coordinación entre la protección ANSI 40 y ANSI 78, los tiempos de disparo de zona 2 de la protección de pérdida de campo deben ajustarse mayores a 1 segundo.
- Los tiempos de operación de zona 1 de la protección ANSI 21 normalmente son ajustados entre 100ms – 300ms, estos tiempos deben validarse con los tiempos de cruce de la impedancia ante oscilaciones estables, con el fin de que no existan disparos por esta función de protección cuando las oscilaciones son recuperables y encuentran amortiguamiento.

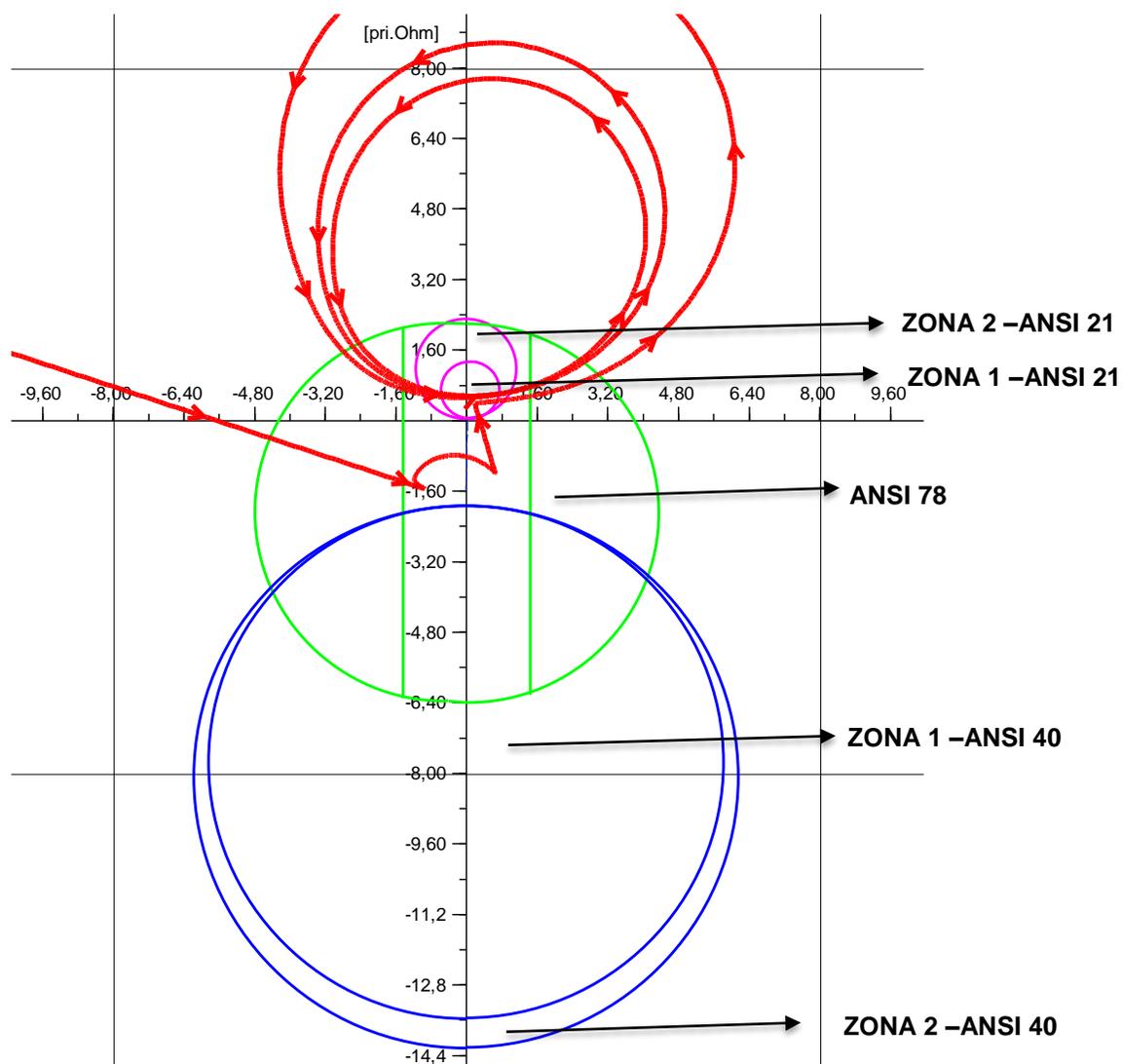


Figura 51 Ajuste de las funciones ANSI 21, ANSI 40 y ANSI 78 en un plano R-X [Fuente del autor].



7. Validación desempeño de la función de protección

Previo a la puesta en servicio de cualquier equipo o sistema de protección es necesario evaluar si el ajuste definido trabajará conforme a como los modelos de simulación lo predicen, para ello el ingeniero de protecciones deberá realizar pruebas de inyección secundaria, pruebas que consisten en inyectar valores de corriente y tensión, evaluando los tiempos de operación. La función de protección de pérdida de sincronismo es en sí un poco compleja y/o tediosa de probar por medio de inyecciones secundarias, a continuación se presenta un procedimiento que minimiza la complejidad de la realización de pruebas de desempeño a esta función, usando para ello los resultados de los análisis de estabilidad transitoria. La metodología consta de 5 pasos simples:

Paso 1: Usar los resultados de los análisis de estabilidad transitoria para configurar las pruebas de inyección. Usando los resultados de los estudios de estabilidad es posible configurar las formas de onda de corriente y tensión que serán inyectadas al equipo de protección, en el software DIGSILENT se configuran en el panel virtual de instrumentos las señales de corriente y tensión de secuencia positiva dentro de las variables a registrar en la simulación RMS, una vez estas señales estén listas se deben normalizar usando para ello los valores de tensión nominales con el fin de exportar la forma de onda en valores por unidad tal como se muestra en la Figura 52.

	Colour	Style	Width	Variable D...	Norm	Norm.Value
1	4	—	0.5		<input checked="" type="checkbox"/>	44,
2	3	—	0.5		<input checked="" type="checkbox"/>	44,
3	2	—	0.5		<input checked="" type="checkbox"/>	13,8

Figura 52 Normalización las señales de corriente y tensión del generador en DIGSILENT [Fuente del autor].



Paso 2: Exportar las formas de onda de corriente y tensión de la máquina. Una vez se tengan listas las formas de onda de corriente y tensión de la máquina en el panel de instrumentos virtuales, se deben exportar usando para ello el formato COMTRADE de sus siglas en inglés (Common format for transient data exchange for power system) [22], este formato constituye un archivo estandarizado para visualizar eventos oscilográficos y exportar señales analógicas y digitales durante la ocurrencia de un evento en un equipo de protección.

Para realizar lo anteriormente expuesto es suficiente dar clic derecho en el panel de instrumentos virtuales de DIGSILENT donde se estén graficando las variables ya mencionadas, allí se escoge la opción “Export”, en la ventana de exportación de debe seleccionar el formato “Comtrade” como el tipo de archivo a exportar tal como se muestra en la Figura 53.

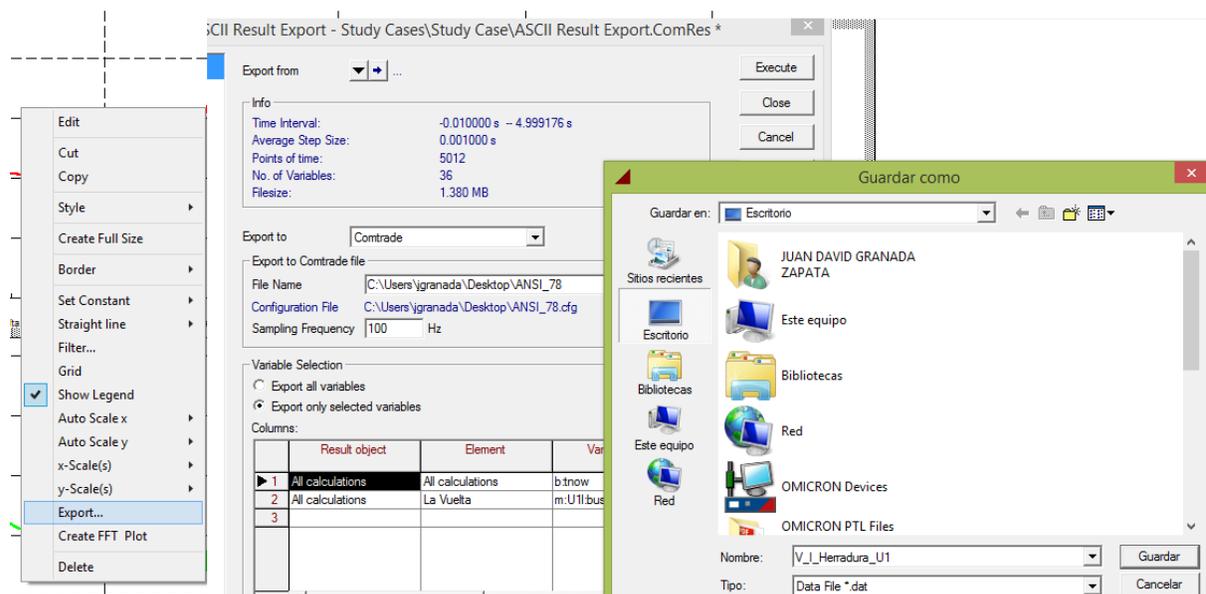


Figura 53 Exportación de las formas de onda a formato COMTRADE en DIGSILENT [Fuente del autor].

Una vez exportado y guardado el formato COMTRADE este puede ser visualizado con cualquier programa para análisis de eventos, en este caso se muestra en la Figura 54 visualización del mismo en el programa SIGRA del fabricante alemán de equipos de protección SIEMENS [23].



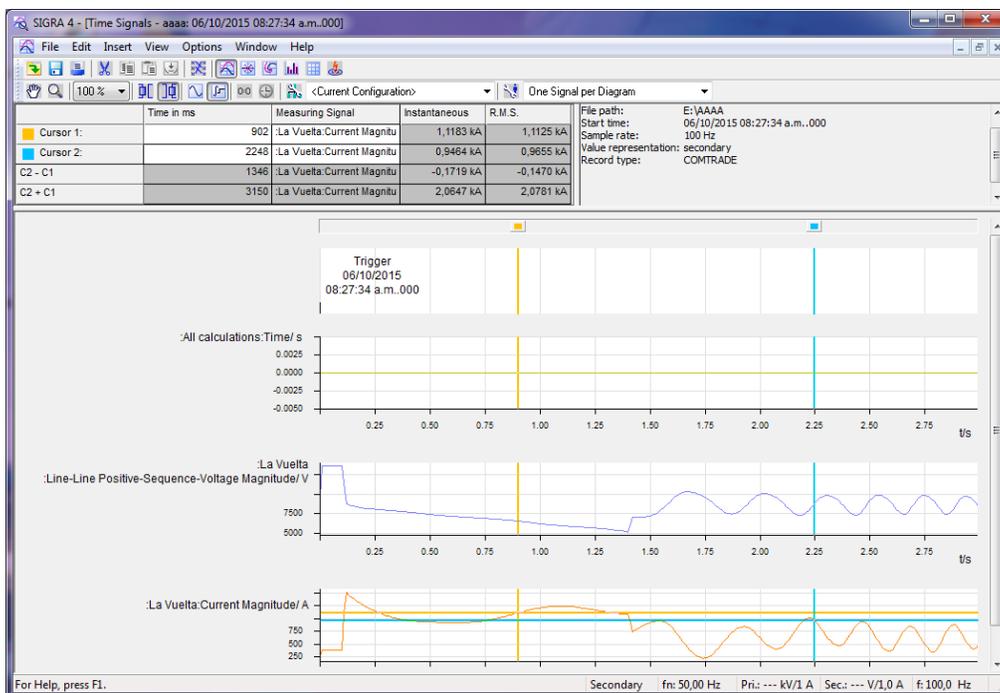


Figura 54 Formato COMTRADE exportado de DIGSILENT [Fuente del autor].

Paso 3: Importar el archivo COMTRADE a un programa de pruebas de desempeño de equipos de protección. Las formas de onda exportadas en el formato COMTRADE, ahora deben ser importadas a un programa de inyección secundaria para pruebas de desempeño de equipos de protección, en el ejemplo de la Figura 55 se usa el módulo ADVANCE TRANSPLAY del aplicativo TEST UNIVERSE cuyo fabricante es la empresa austriaca OMICRON [24], allí se importa directamente el archivo y puede ser visualizadas y/o modificadas las formas de onda exportadas, también será necesario llevar las magnitudes a valores secundarios multiplicando estas por la relación de transformación de los transformadores de corriente y tensión de la máquina. En este aplicativo también se configurar las señales digitales que medirán el arranque y el disparo de la función de protección de pérdida de sincronismo y las desviaciones permisibles para evaluar el desempeño de esta función de protección.



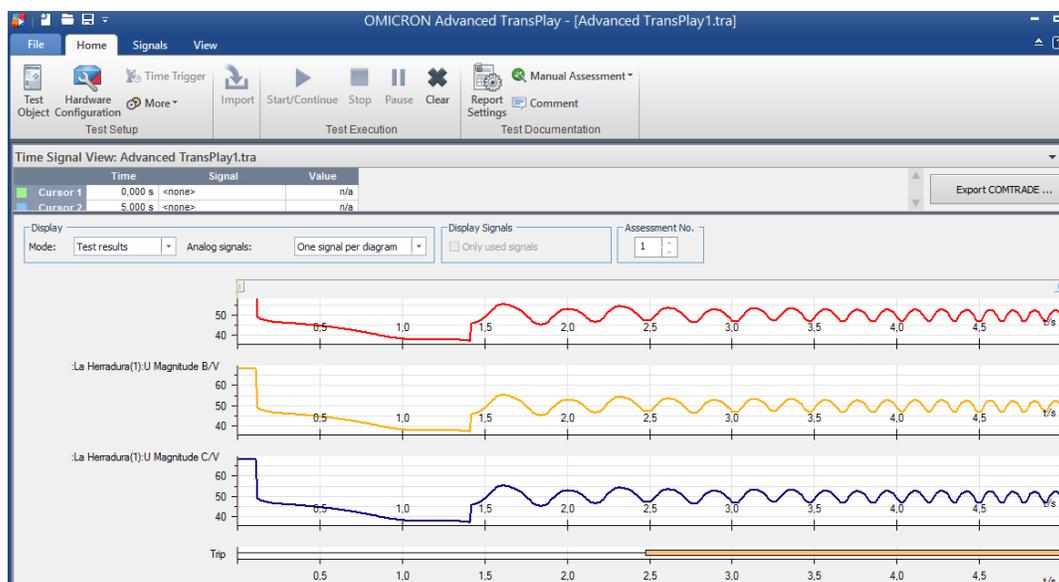


Figura 55 Formas de onda de corrientes y tensión en el programa TEST UNIVERSE [Fuente del autor].

Paso 4: Realizar inyecciones secundarias de corriente y tensión al relé de protección. Una vez la configuración de la prueba esta lista, se puede iniciar con el cableado y posterior inyección de las formas de onda de corriente y tensión al relé de protección como muestra la Figura 56.



Figura 56 Conexión y pruebas de inyección secundaria en un relé de protección [Fuente del autor].



La Figura 57 muestra el resultado de las pruebas de inyección para un relé de protección con característica poligonal usando la metodología propuesta, el programa usado califica la prueba como exitosa y permite visualizar la diferencia entre los tiempos de operación nominales ajustados en el equipo de protección y el tiempo obtenido en la prueba para una oscilación inestable.

Time Assessments: PERDIDA DE SINCRONISMO C1 78 in										
Time Assessment										
	Name	Ignore befo	Start	Stop	Tnom	Tdev-	Tdev+	Tact	Tdev	Assessment
1	78 CARACTERISTICA 1		State 11	PARC 2 0	50,00 ms	50,00 ms	50,00 ms	38,30 ms	-11,70 ms	✓

Figura 57 Resultados pruebas de desempeño para un relé con característica poligonal [Fuente del autor].

Paso 5: Contrastar el resultado de la prueba de inyección con los registros internos del equipo de protección. Con el fin de evaluar el correcto desempeño del equipo y de la prueba como tal, es necesario contrastar los resultados de la prueba de inyección con los registros internos del relé, para ello es necesario comparar los arranques y los tiempos de disparo registrados en el registrador secuencial de eventos o SOE por sus siglas en inglés (Sequence Of Events), teniendo en cuenta que los tiempos registrados por el programa de inyección deben coincidir con los tiempos registrados por el relé tal como lo muestra la Figura 58.

Number	Indication	Value	Date and time
00301	Power System fault	1 - ON	18.08.2015 16:35:40.604
00302	Fault Event	1 - ON	18.08.2015 16:35:40.604
00501	Relay PICKUP	ON	0 ms
05070	78 characteristic 2 picked up	ON	0 ms
00511	Relay GENERAL TRIP command	ON	0 ms
05072	78 TRIP characteristic 2	ON	0 ms
00576	Primary fault current I A Side1	0,01 kA	25 ms
00577	Primary fault current I B Side1	0,01 kA	25 ms
00578	Primary fault current I C Side1	0,01 kA	25 ms
00579	Primary fault current I A Side2	53,78 kA	25 ms
00580	Primary fault current I B Side2	53,80 kA	25 ms
00581	Primary fault current I C Side2	53,80 kA	25 ms
05012	Voltage Va at trip	7,96 kV	25 ms
05013	Voltage Vb at trip	7,97 kV	25 ms
05014	Voltage Vc at trip	7,97 kV	25 ms
05015	Active power at trip	-724,00 MW	25 ms
05016	Reactive power at trip	1062,03 MVAR	25 ms
05017	Frequency at trip	60,00 Hz	25 ms
05701	Diff. current in phase A at trip	5,92 I/In0	25 ms
05702	Diff. current in phase B at trip	5,89 I/In0	25 ms
05703	Diff. current in phase C at trip	5,92 I/In0	25 ms
05704	Restr. current in phase A at trip	5,89 I/In0	25 ms
05705	Restr. current in phase B at trip	5,95 I/In0	25 ms
05706	Restr. current in phase C at trip	5,91 I/In0	25 ms
05068	78 pulse of characteristic 2	OFF	49 ms
05070	78 characteristic 2 picked up	OFF	4050 ms
00301	Power System fault	1 - OFF	18.08.2015 16:35:44.654

Figura 58 Secuencial de eventos de un relé con característica poligonal [Fuente del autor].



8. Conclusiones y trabajo futuro

8.1 Conclusiones

Teniendo en cuenta los objetivos planteados en este trabajo, la revisión de la literatura, los análisis que se realizaron de la misma, la metodología propuesta, los resultados de los análisis eléctricos y de las simulaciones, es posible concluir que:

Parámetros más relevantes que influyen en el ajuste y la coordinación de la protección de pérdida de sincronismo (ANSI 78):

- La impedancia externa o impedancia equivalente del sistema en el punto de conexión de la unidad de generación, constituye un parámetro de suma importancia para la determinación del ajuste de la función de protección de pérdida de sincronismo, parámetro que depende de la condición operativa del sistema, del tipo de despacho económico (predominantemente hidráulico, predominantemente térmico, despacho mixto, entre otros), de la condición de la red (red completa, red con elementos en mantenimiento, red en condición de contingencia, etc.). Por lo anterior se deben determinar los diferentes valores de impedancia externa y analizar cuál de ellos es el más conveniente para el ajuste definitivo y validado de la función de protección.
- Los análisis de estabilidad realizados a los tres casos de estudio presentados en este documento, fueron realizados teniendo en cuenta los modelos de control validados de los reguladores de velocidad, de tensión y PSS asociados a los generadores. Lo anterior se hace ya que el comportamiento dinámico y transitorio de las variables de corriente y tensión de un generador ante oscilaciones estables e inestables, está estrechamente ligado a estos dispositivos, ignorarlos en los estudios eléctricos traerá como consecuencia obtener comportamientos poco confiables de la impedancia vista por el equipo de protección de pérdida de sincronismo



- El límite práctico de estabilidad de la curva de cargabilidad del generador constituye junto con sus reactancias transitorias y de estado estable, los parámetros de mayor relevancia de la máquina que influyen de manera directa en el ajuste de la protección de pérdida de sincronismo y en el comportamiento de la impedancia aparente vista por el dispositivo de protección ante perturbaciones. Es altamente recomendable validar estos parámetros para construir modelos de simulación, que permitan reflejar de forma más cercana a la realidad las dinámicas de la máquina en los estudios de estabilidad transitoria, claves para la validación del ajuste de la protección.

Contrastación de características operativas de la función de protección:

- Según los resultados obtenidos en los análisis realizados para los tres casos de estudio reportados en este trabajo, las diferentes características operativas de la función de protección de pérdida de sincronismo aquí descritas y analizadas tiene ventajas y desventajas, las cuales deben ser tenidas en cuenta en el momento de instalar equipos de protección en una aplicación determinada dentro de un sistema eléctrico de potencia. Por ejemplo, la característica operativa poligonal permite definir dos zonas de operación y para cada una de ellas cuenta con tiempos de operación y número de conteos oscilatorios independientes, lo cual no es posible realizar con la característica tipo MHO. Mientras que la característica tipo MHO tiene como ventaja la definición independiente de los *blindings*, lo cual no lo permite la característica poligonal.
- El ajuste de la función de protección de pérdida de sincronismo de generadores sincrónicos ANSI 78 debe ser validado a través de la realización de estudios eléctricos que permitan identificar y caracterizar por medio de análisis de estabilidad transitoria las posibles oscilaciones estables e inestables que pueden presentarse en el sistema eléctrico donde se conecta



el generador bajo análisis y así conocer el comportamiento y desempeño de la función ante estas perturbaciones. Las impedancias validadas de los generadores, transformadores y líneas de transmisión asociadas son de vital importancia para conseguir resultados confiables y precisos.

Sensibilidad de la protección de pérdida de sincronismo a diferentes parámetros tales como:

- En este trabajo se analizaron tres sistemas eléctricos de potencia con unidades de generación de diferentes características, el primer caso está constituido por unidades de generación de baja potencia con turbinas hidráulicas, el segundo caso por unidades de generación de gran potencia con turbinas hidráulicas y el último con unidades de generación de gran potencia con turbinas térmicas. A partir de los resultados obtenidos en los estudios de estabilidad y los análisis de tiempos críticos de despeje de falla, la pérdida de sincronismo de los generadores está estrechamente relacionada con el tipo de generador que se está analizando, debido a que las constantes de inercia varían con respecto al tipo de máquina, a su tamaño y al tipo de turbina asociada. Los generadores con turbina térmicas (generadores de polos lisos) tienden a tener constantes de inercia más altas que los generadores con turbinas hidráulicas (generadores de polos salientes), por ende eléctricamente hablando los segundos tienden a perder sincronismo más rápidamente que los primeros, sin embargo las consecuencias de esta pérdida de sincronismo pueden ser más riesgosas en los generadores con turbinas térmicas debido a la complejidad de su constitución y la longitud de los ejes (turbina + generador).
- Realizar estudios de estabilidad transitoria para conocer el comportamiento de la impedancia durante las condiciones de pérdida de sincronismo del generador previos a la definición de la característica operativa de la función



de protección, permitirá seleccionar de manera acertada la característica operativa que mejor se ajuste al tipo de generador que va a ser protegido.

Consideraciones para coordinar la función de protección de pérdida de sincronismo:

- Debido a que las funciones de protección distancia (ANSI 21) y pérdida de campo (ANSI 40) comparten el principio de medición de impedancia con la protección de pérdida de sincronismo y que tienen métodos de ajuste parecidos, se hace necesario validar en conjunto su coordinación ya que de no hacerlo puede perderse confiabilidad en el sistema de protección de la unidad de generación, se debe asegurar que en oscilaciones estables que alcanzan amortiguamiento no se generen ordenes de disparos por actuación de las funciones de protección ANSI 21 y ANSI 40 esto se logra revisando muy bien el tiempo de cruce de la impedancia ante estas perturbaciones.
- Es necesario entender las diferencias del comportamiento de la impedancia vista por un relé de protección ante una condición de falla y una oscilación, diferencia que radica principalmente en la velocidad de desplazamiento del punto de impedancia visto por la protección

Consideraciones adicionales para estudios eléctricos para ajuste de la protección de pérdida de sincronismo:

- Seguir las recomendaciones dados por el fabricante del equipo de protección para ajustar la función de protección de pérdida de sincronismo (ANSI 78), sirve como guía para la determinación del ajuste preliminar de la función de protección. Para la determinación del ajuste definitivo es necesario soportar dicho ajuste con la realización de análisis eléctricos detallados que incluyan entre otros análisis de corto circuito y análisis de estabilidad transitoria, ya que como se mostró en los casos de estudio analizados en este trabajo, fue



necesario después de realizar diferentes análisis eléctricos implementar modificaciones al ajuste recomendado por el fabricante, con el fin de asegurar que la protección sea segura y confiable ante la presencia de oscilaciones estables e inestables. Confiar ciegamente en el ajuste preliminar, implica afectar de manera directa la confiabilidad y la seguridad del sistema eléctrico de potencia.

- La metodología de pruebas de desempeño de la función de protección presentada en este documento facilita en gran medida las tareas de preparación de la información necesaria para la realización de las pruebas de inyección secundaria, usando los resultados obtenidos en los análisis de estabilidad y adicionalmente permite realizar pruebas de una manera más sencilla, permitiendo identificar si el ajuste del equipo de protección trabajará según lo esperado.
- Este trabajo constituye una guía para entender los principios de funcionamiento y ajustar de manera segura y confiable la función de protección de pérdida de sincronismo. Trabajo que puede servir de guía introductoria a ingenieros electricistas que se desempeñaran en el campo de los sistemas de protección eléctrica de generadores sincrónicos.

8.2 Trabajo futuro

Con base en los resultados obtenidos hasta el momento, se recomienda continuar en las siguientes líneas de trabajo:

- A partir de lo analizado en este trabajo se identifica como posible trabajo futuro, el estudio de la implementación de la protección de pérdida de sincronismo con característica adaptativa, ya que como se observó y analizó la impedancia vista por el relé de protección puede variar dependiendo de las



condiciones topológicas del sistema eléctrico al cual se conecta la unidad de generación.

- Estudiar la implementación de la tecnología de los sincrofasores y elementos de medida remotos a la unidad de generación, podría ayudar a mejorar la precisión de la función de protección, teniendo en cuenta que las tecnologías de comunicación en los sistemas eléctricos de potencia han tenido un avance considerable en los últimos años.
- Realizar comparativas entre otras características operativas de la función de protección de pérdida de sincronismo, por ejemplo la característica lenticular y la característica tipo MHO de dos blinders.



A. Anexo: Datos técnicos usados en el caso de estudio 1

A continuación se detallan los parámetros técnicos de los dispositivos eléctricos que constituyen la red eléctrica del caso de estudio 1:

Tabla A-15 Datos Técnicos generadores caso estudio 1

Potencia Nominal [MVA]	Voltaje Nominal [kV]	Corriente Nominal [A]	Factor de Potencia	Velocidad Nominal [RPM]	Voltaje Excitación [V]	Corriente Excitación [V]	Frecuencia Nominal [Hz]
12	13.8	502	0.85	900	41	918	60
Inercia H [s]	Ra (ohmios)	Xd [p.u.]	Xq [p.u.]	X'd [p.u.]	X''d [p.u.]	X''q [p.u.]	X2 [p.u.]
2,15	0.091	1.0467	0.653	0.278	0.162	0.174	0.157
Potencia Nominal [MVA]	Voltaje Nominal [kV]	Corriente Nominal [A]	Factor de Potencia	Velocidad Nominal [RPM]	Voltaje Excitación [V]	Corriente Excitación [V]	Frecuencia Nominal [Hz]
14	13.8	586	0.85	514.3	131	372	60
Inercia H [s]	Ra (ohmios)	Xd [p.u.]	Xq [p.u.]	X'd [p.u.]	X''d [p.u.]	X''q [p.u.]	X2 [p.u.]
4,53	0.0578	1.175	0.7	0.25	0.155	0.16	0.157

Tabla A-16 Datos Técnicos transformadores de corriente generadores caso estudio 1

Relación CT's	Relación PT's
600/5A	13.8/0.12kV

Tabla A-17 Datos Técnicos transformador de potencia caso estudio 1

Potencia Nominal [MVA]	Voltaje Primario [kV]	Voltaje Secundario [kV]	Corriente Primaria [A]	Corriente Secundaria [A]	Conexión	Impedancia C.C [%]	Frecuencia Nominal [Hz]
24	44	13.8	1004.09	314.92	YD1	12.50	60
Potencia Nominal [MVA]	Voltaje Primario [kV]	Voltaje Secundario [kV]	Corriente Primaria [A]	Corriente Secundaria [A]	Conexión	Impedancia C.C [%]	Frecuencia Nominal [Hz]
24	44	13.8	1004.09	314.92	YD1	9.42	60

Tabla A-18 Datos Técnicos cables de alta tensión caso estudio 1

Voltaje Nominal [kV]	Corriente Nominal [A]	Resistencia [Ω /Km]	Reactancia [Ω /Km]	Longitud [Km]
44	321	0,248	0,518	4.974
44	321	0,248	0,518	7,35



B.Anexo: Datos técnicos usados en el caso de estudio 2

A continuación se detallan los parámetros técnicos de los dispositivos eléctricos que constituyen la red eléctrica del caso de estudio 2:

Tabla B-19 Datos Técnicos generadores caso estudio 2

Potencia Nominal [MVA]	Voltaje Nominal [kV]	Corriente Nominal [A]	Factor de Potencia	Velocidad Nominal [RPM]	Voltaje Excitación [V]	Corriente Excitación [V]	Frecuencia Nominal [Hz]
109	13.8	4560	0.95	514.3	225	1025	60
Inercia H [s]	Ra (ohmios)	Xd [p.u.]	Xq [p.u.]	X'd [p.u.]	X'q [p.u.]	X''d [p.u.]	X''q [p.u.]
3,32	0,002993	1,0799	0,63747	0,2396	0,6375	0,1686	0,19724

Tabla B-20 Datos Técnicos transformador de potencia caso estudio 2

Potencia Nominal [MVA]	Voltaje Primario [kV]	Voltaje Secundario [kV]	Corriente Primaria [A]	Corriente Secundaria [A]	Conexión	Impedancia C.C [%]	Frecuencia Nominal [Hz]
104.5	220	13.2	274	4570	YD1	10.69	60

Tabla B-21 Datos Técnicos cables de alta tensión caso estudio 2

Calibre [CM]	Tipo	Voltaje Nominal [kV]	Corriente Nominal [A]	Resistencia [Ω /Km]	Longitud [Km]
800	XLPE	220	450	0.0452	1.5

Tabla B-22 Datos Técnicos transformadores de corriente generadores caso estudio 2

Relación CT's	Relación PT's
5000/5A	13.8/0.12kV

Tabla B-23 Datos Técnicos cables de alta tensión caso estudio 2

Calibre [MCM]	Tipo	Voltaje Nominal [kV]	Corriente Nominal [A]	Resistencia [Ω /Km]	Reactancia [Ω /Km]	Longitud [Km]
800	XLPE	220	636	0,0317	0.1433	1.6



C.Anexo: Datos técnicos usados en el caso de estudio 3

A continuación se detallan los parámetros técnicos de los dispositivos eléctricos que constituyen la red eléctrica del caso de estudio 3:

Tabla C-24 Datos Técnicos generadores caso estudio 3

Potencia Nominal [MVA]	Voltaje Nominal [kV]	Corriente Nominal [A]	Factor de Potencia	Velocidad Nominal [RPM]	Voltaje Excitación [V]	Corriente Excitación [V]	Frecuencia Nominal [Hz]
211.765	18	6792	0.85	3600	375	1756	60
Inercia H [s]	Ra (p.u)	Xd [p.u.]	X'd [p.u.]	X''d [p.u.]	X2 [p.u.]	X0 [p.u.]	Td0' [s.]
6,117	0.003	1.967	0.294	0.207	0.196	0.125	3.797
Potencia Nominal [MVA]	Voltaje Nominal [kV]	Corriente Nominal [A]	Factor de Potencia	Velocidad Nominal [RPM]	Voltaje Excitación [V]	Corriente Excitación [V]	Frecuencia Nominal [Hz]
231	18	7409	0.85	3600	320	1601	60
Inercia H [s]	Ra (p.u)	Xd [p.u.]	X'd [p.u.]	X''d [p.u.]	X2 [p.u.]	X0 [p.u.]	Td0' [s.]
6,401	0,004	2.112	0.235	0,159	0,214	0,105	5,241

Tabla C-25 Datos Técnicos transformador de potencia caso estudio 3

Potencia Nominal [MVA]	Voltaje Primario [kV]	Voltaje Secundario [kV]	Corriente Primaria [A]	Corriente Secundaria [A]	Conexión	Impedancia C.C [%]	Frecuencia Nominal [Hz]
185	230	18	464.3	5933	Yd5	11.99	60
Potencia Nominal [MVA]	Voltaje Primario [kV]	Voltaje Secundario [kV]	Corriente Primaria [A]	Corriente Secundaria [A]	Conexión	Impedancia C.C [%]	Frecuencia Nominal [Hz]
242	230	18	607	7762	Yd5	16.2	60

Tabla C-26 Datos Técnicos transformadores de corriente generadores caso estudio 3

Relación CT's	Relación PT's
8000/5A	18/0.12kV



D.Anexo: Determinación del ajuste preliminar de la característica tipo MHO de 1 *blinder*

A continuación se muestran los pasos de cálculo que deben seguirse para determinar el ajuste preliminar de la función de protección de pérdida de sincronismo cuando se escoge una característica de operación tipo MHO con un *blinder*, para ello se usan los parámetros técnicos del Anexo B y lo documentado en los manuales del fabricante de equipos de protección citado en [12].

Paso 1: Inicialmente se calculan las impedancias bases primarias y secundarias del generador, así:

$$Z_{b \text{ gen prim}} = \frac{V_{n \text{ gen}}^2}{S_{n \text{ gen}}} = \frac{(13800 \text{ V})^2}{109 \text{ MVA}} = 1.747 \Omega \quad (17)$$

$$Z_{b \text{ gen sec}} = Z_{b \text{ gen prim}} \times \frac{\text{CTR}}{\text{PTR}} = 1.747 \times \frac{1000}{120} = 14.56 \Omega \quad (18)$$

Paso 2: Realizar el cambio de base de impedancia del transformador de potencia elevador a la base del generador, así:

$$Z_{\text{pu trafo2}} = Z_{\text{pu trafo}} \times \frac{V_{\text{ntrafo}}^2 \times \text{MVA}_{\text{gen}}}{V_{\text{ngen}}^2 \times \text{MVA}_{\text{trafo}}} = 0.102 \text{ p. u} \quad (19)$$

Paso 3: Pasar todas las reactancias en por unidad del generador y del transformador elevador a la base del generador, así:

$$X'_d = 0.2396 \times 14.56 \Omega = 3.488 \Omega \quad (20)$$

$$X_{\text{trafo}} = 0.1073 \times 14.56 \Omega = 1.485 \Omega \quad (21)$$

Paso 4: Calcular las impedancias de la característica operativa, así:

$$\text{Reverse} = 1.5 \times X_{\text{trafo}} = 1.5 \times 1.485 \Omega = 2.228 \Omega \quad (22)$$

$$\text{Offset} = 2 \times X'_d = 2 \times 3.488 \Omega = 6.977 \Omega \quad (23)$$

$$\text{Diameter} = \text{Reverse} + \text{Offset} = 2.228 \Omega + 6.977 \Omega = 9.205 \Omega \quad (24)$$

Paso 5: Determinar la impedancia externa vista por el generador el punto de conexión al sistema eléctrico de potencia, para ello es necesario realizar simulaciones de corto circuito trifásico en el punto de conexión con impedancia de



falla de 0Ω , una vez se tengan los resultados se hace necesario pasar estos valores a la base del generador, la cual fue calculada en el paso 1, así:

$$R_e = 1.088 \Omega, X_e = 12.076 \Omega$$

$$R_{e \text{ sec}} = \frac{R_e}{Z_{b \text{ gen sec}}} = \frac{1.088}{14.56} = 0.075 \Omega (25)$$

$$X_{e \text{ sec}} = \frac{X_e}{Z_{b \text{ gen sec}}} = \frac{12.076}{14.56} = 0.829 \Omega (26)$$

Paso 6: Calcular el ángulo de inclinación de la característica operativa, realizando la suma fasorial de las impedancias, así:

$$Z_t = X'_d + X_{\text{trafo}} + X_{e \text{ sec}} = 3.488 \angle 90^\circ + 1.485 \angle 90^\circ + 0.833 \angle 84.852^\circ (27)$$

$$\theta_{Z_t} = 89.262^\circ$$

Paso 7: Calcular los *blindings* de la característica operativa, así:

$$\text{Blinder} = \frac{1}{2} (X'_d + X_{\text{trafo}} + X_{e \text{ sec}}) \tan \left(\theta - \frac{d}{2} \right) = 1,626 \Omega (28)$$

Paso 8: Calcular los valores mínimos de corriente de secuencia positiva, así:

$$I_1 \geq 0.50 \times I_n = 1.2 \times 4.56 \text{ A} = 2.28 \text{ A} (29)$$

Paso 9: Determinación de los tiempos y duración de la retención del disparo. Estos tiempos deben ser ajustados después de realizar los diferentes estudios propuestos en este trabajo, ajustar tiempos sin conocer el comportamiento de la impedancia vista por el relé de protección puede afectar la confiabilidad y seguridad de la protección.

Paso 10: Finalmente, trazar la característica resultante en un plano R-X, así:



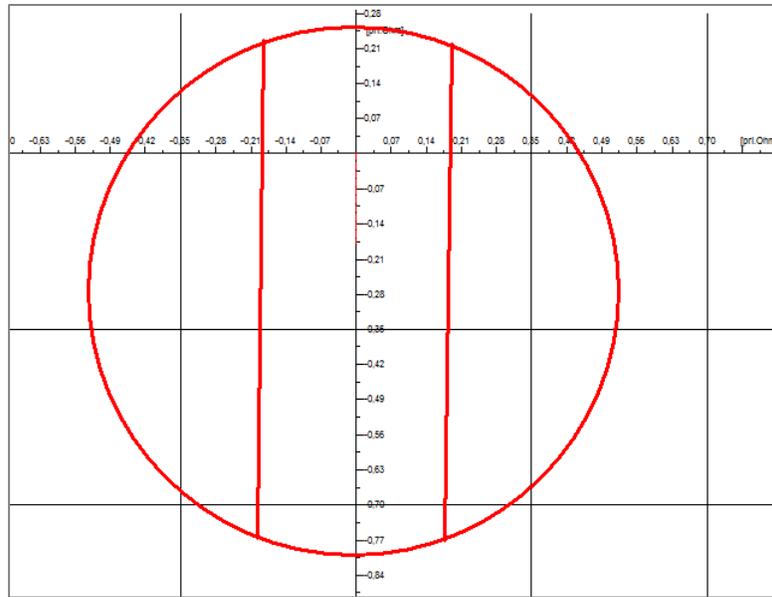


Figura 59 Ajuste preliminar de una característica de operación MHO con 1 *blinder*.



E. Anexo: Determinación del ajuste preliminar de la característica poligonal

A continuación se muestran los pasos de cálculo que deben seguirse para determinar el ajuste preliminar de la función de protección cuando se escoge una característica de operación poligonal, se usan los parámetros técnicos del Anexo B y las recomendaciones dadas por el fabricante de equipos de protección citado en [6].

Paso 1: Inicialmente se calculan las impedancias bases primarias y secundarias del generador, así:

$$Z_{b \text{ gen prim}} = \frac{V_{n \text{ gen}}^2}{S_{n \text{ gen}}} = \frac{(13800 \text{ V})^2}{109 \text{ MVA}} = 1.747 \Omega \quad (30)$$

Siendo CTR y PTR la relación de transformación de los transformadores de corriente del generador respectivamente.

$$Z_{b \text{ gen sec}} = Z_{b \text{ gen prim}} \times \frac{\text{CTR}}{\text{PTR}} = 1.747 \times \frac{1000}{120} = 14.56 \Omega \quad (31)$$

Paso 2: Realizar el cambio de base de impedancia del transformador de potencia a la base del generador, así:

$$Z_{\text{pu trafo2}} = Z_{\text{pu trafo}} \times \frac{V_{\text{ntrafo}}^2 \times \text{MVA}_{\text{gen}}}{V_{\text{ngen}}^2 \times \text{MVA}_{\text{trafo}}} \quad (32)$$
$$Z_{\text{pu trafo2}} = 0.1069 \times \frac{(13.2 \text{ kV})^2 \times 109 \text{ MVA}}{(13.8 \text{ kV})^2 \times 104.5 \text{ MVA}} = 0.102 \text{ p. u}$$

Paso 3: Pasar todas las reactancias de valores en por unidad a ohmios secundarios, usando la base del generador, así:

$$X'_d = 0.2396 \times 14.56 \Omega = 3.488 \Omega \quad (33)$$

$$X_{\text{trafo}} = 0.1073 \times 14.56 \Omega = 1.485 \Omega \quad (34)$$

Paso 4: Calcular las impedancias de la característica 1 de la protección, así:

$$Z_b = X'_d = 3.488 \Omega \quad (35)$$

$$Z_c = 0.8 \times X_{\text{trafo}} = 0.8 \times 1.485 \Omega = 1.188 \Omega \quad (36)$$

$$Z_{\text{total}} = Z_b + Z_c = 3.488 \Omega + 1.188 \Omega = 4.677 \Omega \quad (37)$$



$$Z_a = 0.289 \times Z_{\text{total}} = 1.352 \Omega \quad (38)$$

Paso 5: Determinar la impedancia externa donde se conecta el generador al sistema eléctrico, para ello es necesario realizar simulaciones de corto circuito trifásico en el punto de conexión de la central de generación con impedancia de falla de 0Ω , una vez se tengan los resultados se hace necesario pasar estos valores a la base del generador, la cual fue calculada en el paso 1, así:

$$R_e = 1.088 \Omega, X_e = 12.076 \Omega$$

$$R_{e \text{ sec}} = \frac{R_e}{Z_{b \text{ gen sec}}} = \frac{1.088}{14.56} = 0.075 \Omega \quad (39)$$

$$X_{e \text{ sec}} = \frac{X_e}{Z_{b \text{ gen sec}}} = \frac{12.076}{14.56} = 0.829 \Omega \quad (40)$$

Paso 6: Calcular las impedancias de la característica 2 de la protección, así:

$$Z_d = X_{\text{trafo}} + X_{e \text{ sec}} = 1.485 + 0.829 = 2.315 \Omega \quad (41)$$

$$Z_{c2} = Z_d - Z_C = 1.126 \Omega \quad (42)$$

Paso 7: Calcular la frecuencia pendular máxima, así:

$$f_p = \frac{4}{\pi} * \frac{1}{T} * \frac{Z_a}{Z_{\text{Total}}} = \frac{4}{\pi} * \frac{1}{16.66} * \frac{1.352 \Omega}{4.677 \Omega} = 22.078 \text{ Hz} \quad (43)$$

Paso 8: Calcular el ángulo de inclinación del polígono, realizando la suma fasorial de las impedancias, así:

$$\theta = X'_d + X_{\text{trafo}} + X_{e \text{ sec}} = 89.262^\circ \quad (44)$$

Paso 9: Calcular los valores máximos de corriente de secuencia negativa y los valores de corriente de secuencia positiva, así:

$$I_1 \geq 1.20 \times I_n = 1.2 \times 4.56 \text{ A} = 5.5 \text{ A} \quad (45)$$

$$I_2 \leq 0.20 \times I_n = 0.2 \times 4.56 \text{ A} = 0.912 \text{ A} \quad (46)$$

Paso 10: Determinación de los tiempos y duración de la retención del disparo. Estos tiempos deben ser ajustados después de realizar los diferentes estudios propuestos en este trabajo, ajustar tiempos sin conocer el comportamiento de la impedancia vista por el relé de protección puede afectar la confiabilidad y seguridad de la protección. Adicional a lo anterior, es necesario analizar cuantos conteos oscilatorios se harán en cada zona operativa antes de generar orden de disparo, los



fabricantes usualmente recomiendan no más de 1 conteo en la característica 1 y para la característica 2 entre 2 y 3 conteos.

Paso 11: Finalmente, trazar la característica resultante en un plano R-X, así:

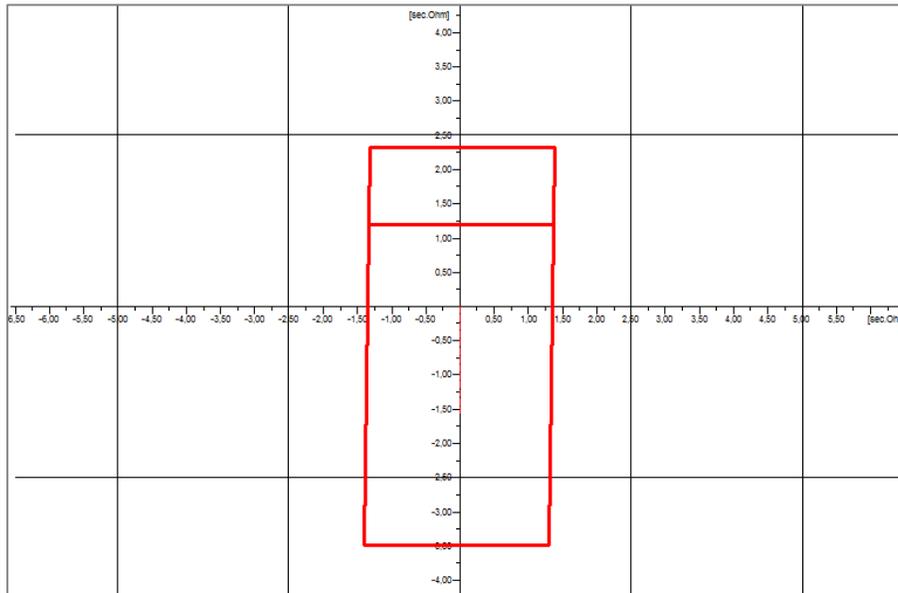


Figura 60 Ajuste preliminar de una característica de operación poligonal



F.Anexo: Modelado de la característica operativa tipo MHO de 1 blinder en DIGSILENT

Para configurar un modelo de simulación de la característica operativa tipo MHO de 1 *blinder* en el software DIGSILENT se deben seguir los siguientes pasos:

Paso 1: Crear un nuevo modelo del relé de protección. Adicional al cubículo donde está alojado el interruptor asociado a la unidad de generación, los transformadores de corriente y tensión, así como incluir en este un nuevo modelo relé de protección usando el menú desplegable de adición de nuevos dispositivos, tal como se muestra en la Figura 61.

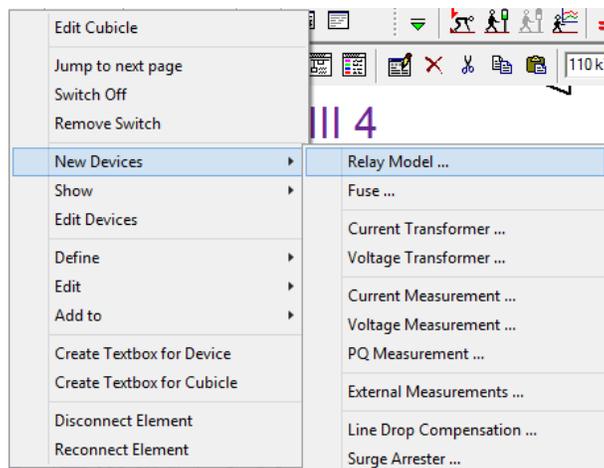


Figura 61 Adición de los transformadores de corriente y tensión en DIGSILENT

Paso 2: Configurar el tipo de modelo del relé. Una vez el relé de protección es adicionado en el cubículo del interruptor de la máquina, se debe editar su tipo seleccionando dentro de la librería global el relé genérico tipo MHO, inicialmente se debe seleccionar la opción “Select Global Type” dentro del menú desplegable del parámetro “Relay Type” como se muestra en la Figura 62.



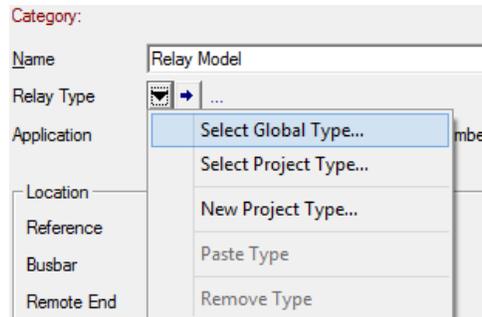


Figura 62 Modificación del tipo de relé en DIGSILENT

Después se debe seleccionar el modelo del relé “Distance MHO-Blinder” del conjunto de relés genéricos de impedancia que tal como aparece en la Figura 63.

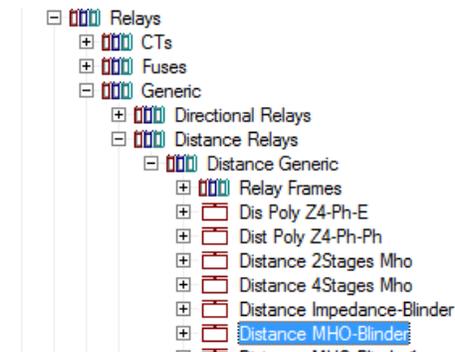


Figura 63 Adición de la característica tipo MHO en DIGSILENT

Paso 3: Configurar el relé de protección. El relé de protección tiene 3 elementos de impedancia que deben configurarse, elementos que se muestran en la Figura 64. El elemento de impedancia “Ph-Ph1” corresponderá al *blinder* izquierdo y debe ajustarse con característica “Resistive blinder” incluyendo el valor resistivo del *blinder* y el ángulo de inclinación de la característica, tal como se muestra en la Figura 65.

	Net Elements Rel*,Elm*,Sta*,IntRef
Ct	✓ CT
Vt	✓ PT
Measurement	Measurement
Polarizing	Polarizing
Starting	Starting
▶ Ph-Ph 1	✓ Ph-Ph 1
Ph-Ph 2	✓ Ph-Ph 2
Ph-Ph 3	✓ Ph-Ph 3
ZT2	▾ ZT2
ZT3	▾ ZT3
Logic	✓ Logic

Figura 64 Estructura del modelo del relé tipo MHO en DIGSILENT



IEC Symbol: ANSI Symbol: 78
 Zone: 1 Unit: Phase-Phase
 Characteristic: **Resistive Blinder**
 Name: Ph-Ph 1
 Type: Relay Library\ANSI_78_GIII\Ph-Ph 1
 Out of Service
 Resistance: 10,846 sec.Ohm
 Relay Angle: 89,998 deg

Figura 65 Ajuste del *blinder* izquierdo del modelo del relé tipo MHO en DIGSILENT

El elemento de impedancia “Ph-Ph2” corresponderá al *blinder* derecho y debe ajustarse con característica “Negative Resistive blinder”, y se ajusta según lo mostrado en la Figura 66.

IEC Symbol: ANSI Symbol: 78
 Zone: 2 Unit: Phase-Phase
 Characteristic: **Neg. Resistive Blinder**
 Name: Ph-Ph 2
 Type: Relay Library\ANSI_78_GIII\Ph-Ph 2
 Out of Service
 Resistance: 10,846 sec.Ohm
 Relay Angle: 89,998 deg

Figura 66 Ajuste del *blinder* derecho del modelo del relé tipo MHO en DIGSILENT

Por último se debe ajustar el diámetro de impedancia de la Figura 67, este diámetro se ajusta ingresando en el elemento de impedancia “Ph-Ph3” allí se configura la característica tipo “Mho Offset X” y posteriormente se ingresan los valores de impedancia del lado positivo y negativo del eje X del plano R-X y el ángulo de inclinación de la característica.

IEC Symbol: ANSI Symbol: 78
 Zone: 3 Unit: Phase-Phase
 Characteristic: **Mho Offset X**
 Name: Ph-Ph 3
 Type: Relay Library\ANSI_78_GIII\Ph-Ph 3
 Out of Service
 Tripping Direction: Reverse
 Replica Impedance: 58,628 sec.Ohm 2,34512 pri.Ohm
 Reach Multiplier: 100, %
 Relay Angle: 89,998 deg Character. Angle: 89,998 deg
 Offset
 Impedance: 12,341 sec.Ohm 0,49364 pri.Ohm

Figura 67 Ajuste del círculo de impedancias en el relé tipo MHO en DIGSILENT



Paso 4: Configurar la gráfica dinámica de la impedancia aparente vista por el relé. Con el fin de evaluar la trayectoria de la impedancia vista por el relé en los análisis de estabilidad, es necesario configurar las variables que el relé calcula y llevarlas a un panel virtual de instrumentos del programa DIGSILENT. Para realizar esto se adiciona el parámetro “Polarizing” dentro de las variables de resultados de la simulación RMS/ tal como se muestra en la Figura 68, adicional a lo anterior es necesario dentro de la configuración de variables del módulo de estabilidad del programa y en la opción de “RMS- Simulation” adicionar los valores de resistencia y reactancia aparente de cada fase para poder tener estos elementos disponibles en el panel de graficas durante las simulaciones, la Figura 68 muestra lo anteriormente mencionado.

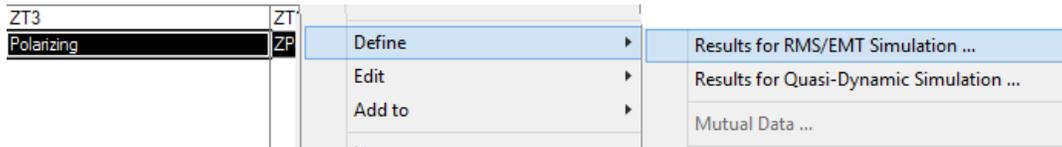


Figura 68 Ajuste de la graficar de la impedancia vista por el relé tipo MHO en DIGSILENT

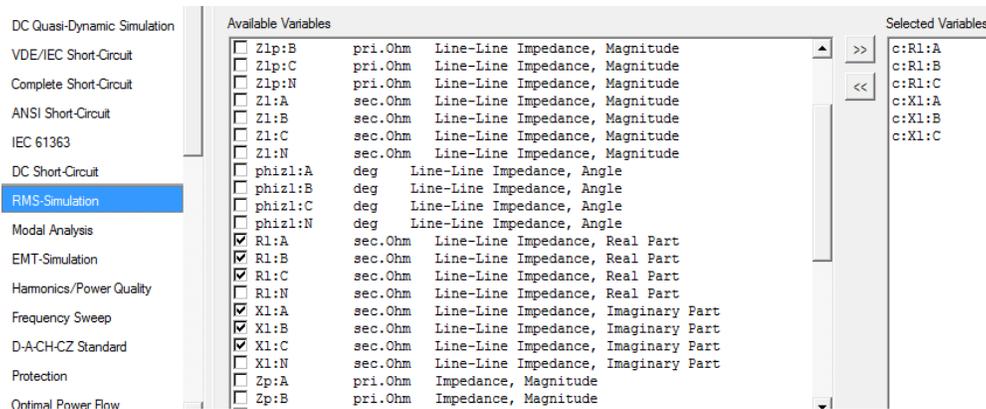


Figura 69 Ajuste de las variables R-X del relé tipo MHO en DIGSILENT

En la Figura 70 se muestra como debe agregarse las variables de resistencia e impedancia vistas por el relé en el panel de instrumentos virtuales por medio de un grafica del tipo “Subplot”

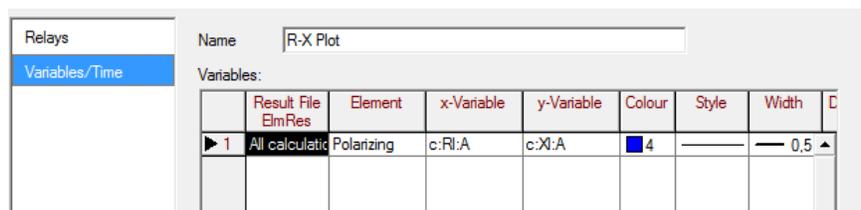


Figura 70 Adición de las variables R-X en la gráfica Subplot en DIGSILENT



En la Figura 71 se muestra la característica operativa tipo MHO para un relé de protección de pérdida de sincronismo montada en DIGSILENT y la impedancia aparente vista por relé ante una oscilación inestable.

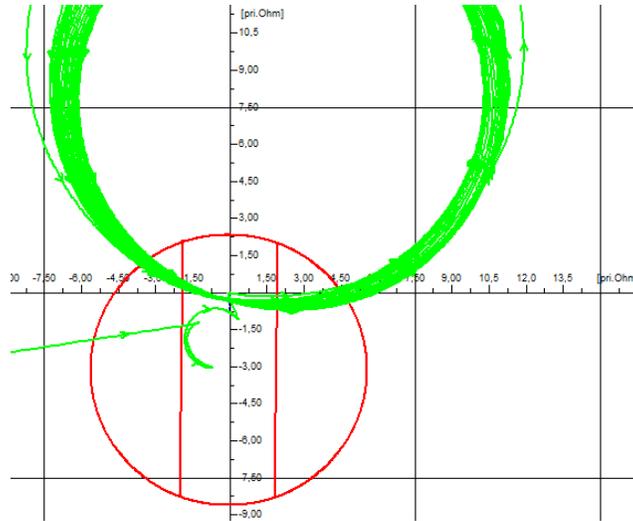


Figura 71 Característica de protección tipo MHO en DIGSILENT



G. Anexo: Modelado de la característica operativa poligonal en DIGSILENT

Para configurar un modelo de simulación de la característica operativa poligonal en el software DIGSILENT se deben seguir los siguientes pasos:

Paso 1: Configurar el tipo de modelo del relé. Después de adicionar los transformadores de corriente, de tensión y el relé de protección al cubículo del interruptor tal como se describe en el numeral F, se debe seleccionar el modelo del relé “Distance Poly Z3-2” del conjunto de relés genéricos de impedancia de la librería global de relés tal como aparece en la Figura 72.

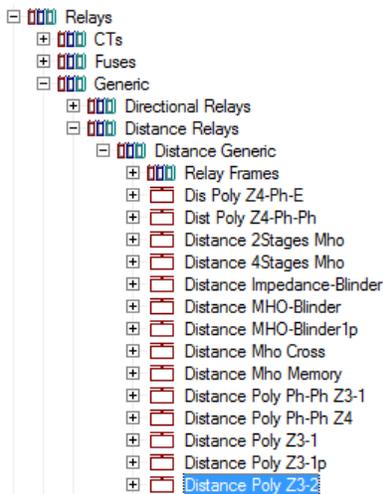


Figura 72 Adición de la característica poligonal en DIGSILENT

Paso 3: Configurar el relé de protección. El relé de protección tiene 3 elementos de impedancia de los cuales solo es necesario configurar dos de ellos “Ph-G1” y “Ph-G3”, elementos que se muestran en la Figura 73. El elemento de impedancia “Ph-G3” corresponderá a la zona 1 de la característica y esta debe ajustarse a partir de las coordenadas en valores de resistencia y reactancia que definen su ubicación dentro del polígono de impedancias en el plano R-X, tal como se muestra en la Figura 74 asegurándose que el tipo de característica seleccionada sea “Quadrilateral Offset”.



	Net Elements Rel", Elm", Sta", IntRef
▶ Ct	✓ CT
Vt	✓ PT
Measurement	Measurement
Polarizing	Polarizing
Starting	Starting
Dir-Z	▾ Dir-Z
Ph-G1	✓ Ph-E 1
Ph-G2	▾ Ph-E 2
Ph-G3	✓ Ph-E 3
ZT2	▾ ZT2
ZT3	▾ ZT3
Logic	✓ Logic

Figura 73 Estructura de la característica de protección poligonal en DIGSILENT

IEC Symbol:	ANSI Symbol: 78
Zone 1	Unit Phase-Phase
Characteristic: Quadrilateral Offset	
Name: Ph-E 1	
Type: Relays\Distance Poly Z3-2\ANSI_78	
<input type="checkbox"/> Out of Service	
Tripping Direction: Forward	Directional Unit
+X Reach: 1,188 sec.Ohm	0,13662 pri.Ohm
+R Resistance: 1,352 sec.Ohm	0,15548 pri.Ohm
Relay Angle: 89 deg	
-R Resistance: 1,352 sec.Ohm	0,15548 pri.Ohm
-X Reach: -2,315 sec.Ohm	-0,266225 pri.Ohm

Figura 74 Configuración de la zona 1 de la característica de protección poligonal en DIGSILENT

El elemento de impedancia “Ph-G1” corresponderá a la zona 2 de la característica y esta debe ajustarse de igual forma a la descrita para la zona 1, los ajustes de esta zona son mostrados en la Figura 75.



IEC Symbol:	3	ANSI Symbol:	78
Zone	3	Unit	Phase-Phase
Characteristic	Quadrilateral Offset		
Name	Ph-E 3		
Type	Relays\Distance Poly Z3-2\ANSI_78(1)		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	Forward	Directional Unit	
+X Reach	1,188 sec.Ohm	0,13662	pri.Ohm
+R Resistance	1,352 sec.Ohm	0,15548	pri.Ohm
Relay Angle	89,262 deg		
+X Angle	0 deg		
-R Resistance	1,352 sec.Ohm	0,15548	pri.Ohm
-X Reach	3,488 sec.Ohm	0,40112	pri.Ohm
-X Angle	0 deg		

Figura 75 Configuración de la zona 2 de la característica de protección poligonal en DIGSILENT

Paso 4: Configurar la gráfica dinámica de la impedancia aparente vista por el relé. Con el fin de evaluar la trayectoria de la impedancia vista por el relé en los análisis de estabilidad, es necesario configurar las variables que el relé calcula y llevarlas a un panel virtual de instrumentos del programa DIGSILENT. Para realizar esto se deben seguir lo descrito en el paso 4 del numeral F. En la Figura 76 se muestra la característica operativa tipo poligonal para un relé de protección de pérdida de sincronismo montada en DIGSILENT y la impedancia aparente vista por relé ante oscilación inestable.

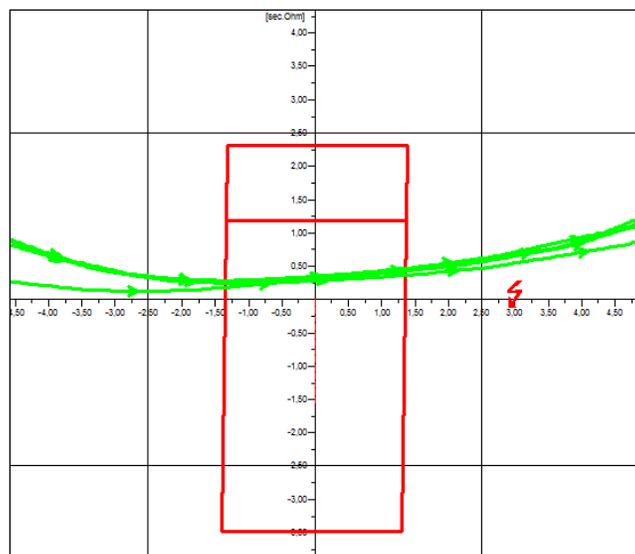


Figura 76 Característica de protección tipo poligonal en DIGSILENT



Bibliografía

- [1] DigSILENT GmbH, "User's-Manual-DigSilent-Version-15." Nov-2012.
- [2] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, 1ST edition. New York: McGraw-Hill Professional, 1994.
- [3] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, and V. Vittal, "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, Aug. 2004.
- [4] P. M. Anderson, A.-A. A. Fouad, and I. of E. and E. Engineers, *Power System Control and Stability*. Ieee Press, 1977.
- [5] G. Rogers, *Power system oscillations*. Boston: Kluwer Academic, 2000.
- [6] SIEMENS, "Multifunctional Machine Protection 7UM62 V4.6 -Instruction Manual." SIEMENS PROTECTION, 2005.
- [7] D. Reimert, *Protective Relaying for Power Generation Systems*, 1 edition. Boca Raton, FL: CRC Press, 2005.
- [8] "Out of step relaying for generators working group report," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 96, no. 5, pp. 1556–1564, Sep. 1977.
- [9] D. A. Tziouvaras and D. Hou, "Out-of-step protection fundamentals and advancements," presented at the Protective Relay Engineers, 2004 57th Annual Conference for, 2004, pp. 282–307.
- [10] CNO, "Guías para el buen ajuste y coordinación de protecciones del SIN." Subcomite de Protecciones, Jun-2011.
- [11] J. Berdy, "Out-of-step protection for generators," in *Georgia Institute of Technology Protective Relay Conference*, 1976.
- [12] Schweitzer Engineering Laboratories, "SEL 300G Multifunction Generator Relay -Instruction Manual." 31-Dec-2008.
- [13] Schneider Electric, "MICROm P34x Generator Protection Relay -Technical Manual." 2011.



- [14] P. da Costa, A. N. de Souza, P. S. da Silva, and J. E. do Cogo Castanho, "A visual tool for building synchronous generator capability curves," in *2012 Proceedings of IEEE Southeastcon*, 2012, pp. 1–6.
- [15] D. Zocimo Ñaupari Huatuco and Manfred F. Bedriñana Aronés, "Evaluación de la operación del generador síncrono basado en la formulación matemática de la curva de capacidad." XVII Congreso Nacional de Ingeniería mecánica, eléctrica y ramas afines, Jul-2007.
- [16] GE Energy Services, "Estimated Reactive Capability Curves for Steam Turbine Generator." General Electric International Inc, Mar-2000.
- [17] Gerson La Torre García, "Determinación de la carta de operación de un generador síncrono mediante pruebas de campo y diseño asistido por computadora." XVII Congreso Nacional de Ingeniería mecánica, eléctrica y ramas afines, Jul-2007.
- [18] NERC, "Power Plant and Transmission System Protection Coordination." NERC System Protection and Control Subcommittee, Jul-2010.
- [19] "IEEE Guide for AC Generator Protection," *IEEE Std C37102-2006 Revision IEEE Std C37102-1995*, pp. 1–173, Aug. 2013.
- [20] Beckwith Electric CO. INC., "M3425 Protección de Generador -Libro de instrucciones." 1998.
- [21] Dr. Hans-Joachim Herrmann and Diego Gao, "Underexcitation Protection based on Admittance Measurement – Excellent Adaptation on Generator Capability Curves." Siemens.
- [22] "IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems," *IEEE Std C37111-1999*, pp. 1–55, Oct. 1999.
- [23] SIEMENS, "SIPROTEC Fault Record Analysis SIGRA 4 -User's Manual." Sep-2012.
- [24] OMICRON electronics GmbH., "Getting Started with Test Universe 3.00." 2014.

