

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA**

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO

Proyecto Técnico con enfoque general

**“DETERMINACIÓN DE TIEMPOS MUERTOS DE
RECIERRE MONOFÁSICO PARA LA LÍNEA SAN
RAFAEL – EL INGA EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA
DE DESPACHO Y ESTABILIDAD TRANSITORIA DE LA
CENTRAL COCA CODO SINCLAIR”**

Autor:

Paúl Iván Dután Amay

Tutor:

PH.D. John Armando Morales García

Cuenca – Ecuador
2018

Cesión de derechos de Autor

Yo, Paúl Iván Dután Amay, con documento de identificación N° 0302685110, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de titulación: “DETERMINACIÓN DE TIEMPOS MUERTOS DE RECIERRE MONOFÁSICO PARA LA LÍNEA SAN RAFAEL – EL INGA EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA DE DESPACHO Y ESTABILIDAD TRANSITORIA DE LA CENTRAL COCA CODO SINCLAIR”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, octubre del 2018



Paúl Iván Dután Amay

C.I: 0302685110

Certificación

Yo, John Armando Morales García, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “DETERMINACIÓN DE TIEMPOS MUERTOS DE RECIERRE MONOFÁSICO PARA LA LÍNEA SAN RAFAEL – EL INGA EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA DE DESPACHO Y ESTABILIDAD TRANSITORIA DE LA CENTRAL COCA CODO SINCLAIR”, el mismo fue realizado por Paúl Iván Dután Amay, obteniendo el Proyecto Técnico con enfoque general que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, octubre de 2018



PH.D. John Armando Morales García

C.I: 0103705943

Declaratoria de responsabilidad

Yo, Paúl Iván Dután Amay, con documento de identificación N° 0302685110, autor del trabajo de titulación: “DETERMINACIÓN DE TIEMPOS MUERTOS DE RECIERRE MONOFÁSICO PARA LA LÍNEA SAN RAFAEL – EL INGA EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA DE DESPACHO Y ESTABILIDAD TRANSITORIA DE LA CENTRAL COCA CODO SINCLAIR”, certifico que el total contenido del Proyecto Técnico con enfoque general es de mi exclusiva responsabilidad y autoría.

Cuenca, octubre de 2018



Paúl Iván Dután Amay

C.I: 0302685110

Agradecimientos

Agradezco a mi papi Luis Dután y a mi mami Rosa Amay por todo su apoyo y sacrificio, por su paciencia y comprensión y por no dejar que me rindiera nunca, también agradezco a todas las personas que me apoyaron en este proceso, especialmente a mi hermano Mg. Luis Manuel Dután Amay, quien me brindó su ayuda incondicional y me compartió todos sus conocimientos que fueron claves para la realización de este trabajo.

Agradezco a mi tutor, PH.D. John Armando Morales García por su apoyo e interés en la realización de este trabajo.

Paúl Iván Dután Amay

Dedicatoria

A mi compañera de vida, María Eugenia González, por todo su tiempo, su amor y su comprensión, y al ser más importante, mi hija Verónica Monserrath, por darme los momentos más felices e inolvidables.

A mi mamá por su ternura y a mi papá por su sacrificio, a mis hermanos Luis, Walter, Hugo, Verónica y Santiago por estar siempre ayudándome y apoyándome.

A toda mi familia por su amor incondicional desde el inicio.

Paúl Iván Dután Amay

Resumen

El presente trabajo, analiza el caso crítico de contar con una sola línea de transmisión o circuito de la central Coca Codo Sinclair con el fin de determinar la capacidad de transmisión de potencia eléctrica por este único circuito y el tiempo muerto de recierre ante eventos de falla monofásica Línea – Tierra considerando un esquema de apertura y recierre monofásico y la Estabilidad Transitoria de la central.

Se desarrolló casos de estudio que consideran despachos de diferentes números de máquinas, considerando que al contar con un solo circuito en funcionamiento, los estudios de flujos iniciales indican que es posible despachar desde 4 máquinas en adelante, por lo tanto se emplea un escenario de despacho completo de cada máquina y tiempos muertos de recierre rápido, largo y muy largo con el fin de determinar si es posible o no desde el punto de vista de Estabilidad Transitoria despachar toda la potencia contemplada a ese tiempo muerto.

Adicional al estudio de Estabilidad Transitoria y como un plus extra al trabajo, se presentó un análisis de pequeña señal y cambio de potencia que permite tener una mejor aproximación de los tiempos muertos y potencia de despacho posible cumpliendo con criterios de Estabilidad Transitoria, pequeña señal y cambio de potencia al momento de darse el recierre y sincronismo.

De los análisis realizados, los resultados mostraron que, para el caso de Estabilidad Transitoria, no se presenta inconvenientes de despacho completo sino hasta emplear 7 y 8 máquinas para la generación, el análisis por pequeña señal corrigió la pobre amortiguación que se presentó en las curvas límites obtenidas en el análisis de estabilidad transitoria y mejoró notablemente el amortiguamiento de las señales, finalmente el análisis de cambio de potencia consideró tiempos muertos de recierre y sincronismo que permitieron realizar el reenganche en la parte máxima de la primera, segunda y tercera oscilación, mejorando aún más la tasa de amortiguamiento y el tiempo de estabilización.

Abstract

The present work analyzes the critical case of having a single transmission line or circuit of the Coca Codo Sinclair power plant to determine the capacity of transmission of electrical power by this single circuit and the dead time of reclosing before failure events. monophasic Line - Ground considering a single-phase opening and reclosing scheme and the Transitory Stability of the plant.

It was developed case studies that consider dispatches of different numbers of machines, considering that having a single circuit in operation, studies of initial flows indicate that it is possible to dispatch from 4 machines onwards, therefore, a complete dispatch scenario of each machine and dead times of fast, long and very long reclosing are used in order to determine if it is possible or not from the point of view of Transient Stability to dispatch all the power contemplated to that died time.

In addition to the study of Transient Stability and as an extra plus to the work, a small signal analysis and power change was presented, which allows a better approximation of dead times and possible dispatch power, fulfilling criteria of Transient Stability, small signal and change of power at the time of reclosing and synchronism.

From the analyzes performed, the results showed that, for the case of Transient Stability, there are no problems of complete dispatch but until using 7 and 8 machines for generation, the analysis by small signal corrected the poor damping that was presented in the curves limits obtained in the analysis of transient stability and significantly improved the damping of the signals, finally the analysis of power change considered dead times of reclosing and synchronism that allowed to realize the reclosing in the maximum part of the first, second and third oscillation, improving even more the damping and the stabilization time.

Contenido

1	INTRODUCCION	1
1.1	Descripción del problema	3
1.1.1	Antecedentes	3
1.2	Importancia y alcances	6
1.3	Objetivos	7
1.3.1	General:	7
1.3.2	Específicos:	7
1.4	Delimitaciones que considerar	8
1.5	Propuesta de solución	9
2	MARCO TEÓRICO	10
2.1	Flujos de Potencia	11
2.1.1	Importancia del estudio del flujo de potencia o flujo de carga	12
2.1.2	Tipo o clasificación de Barras	13
2.1.2.1	Barra PQ o Barra de Carga:	13
2.1.2.2	Barra PV o Barra de generación:	14
2.1.2.3	Barra tipo Slack, Swing, Oscilante, de compensación o barra infinita	14
2.1.3	Modelación del SEP	14
2.1.4	Solución de un flujo mediante el Método de Newton-Raphson	16
2.2	Estabilidad	19
2.2.1	Estabilidad transitoria	20
2.2.2	Estabilidad de pequeña señal	21
2.3	Ecuación de Oscilación	24
2.3.1	Leyes de rotación	24
2.3.2	Ecuación de Oscilación:	27
2.3.3	Constante de Inercia	30
2.3.4	Solución de la Ecuación de Oscilación, solución Punto a Punto	32
2.3.4.1	Método 1	34

2.3.4.2	Método 2	36
2.3.4.3	Ejemplos de aplicación de la solución de la ecuación de oscilación, Punto a Punto mediante el Método 1, Método 2 y su solución formal.....	38
2.3.5	Criterio de áreas iguales.....	40
2.3.5.1	Falla de línea y posterior despeje de falla.....	45
2.4	<i>Máquina Síncrona</i>	47
2.4.1	Reactancias de un Generador Síncrono.....	51
2.4.1.1	Reactancia de fuga X_l	51
2.4.1.2	Reactancia Subtransitoria X_d''	51
2.4.1.3	Reactancia transitoria X_d'	51
2.4.1.4	Reactancia síncrona X_d	51
2.4.1.5	Reactancias del eje de cuadratura X_q'' , X_q' , X_q	52
2.4.1.6	Reactancia de secuencia negativa X_2	52
2.4.1.7	Reactancia de secuencia cero X_0	52
2.4.1.8	Reactancia de Potier X_p	52
2.5	<i>Sistema de control de la Máquina Síncrona</i>	52
2.5.1	Regulador Automático de Voltaje (AVR).....	57
2.5.2	PSS (Estabilizador del sistema de potencia)	58
2.5.3	Validación de AVR y PSS sobre un sistema	61
2.5.3.1	SEP sin ningún sistema de control	61
2.5.3.2	SEP con AVR	62
2.5.3.3	SEP con AVR y PSS	64
2.6	<i>Recierre Monofásico y su importancia en la estabilidad transitoria</i>	68
2.6.1	Recierre monofásico.....	70
2.6.2	Métodos de extinción de arco secundario.....	73
2.6.2.1	Reactores en derivación más reactor de neutro.....	73
2.6.2.2	Interruptores de puesta a tierra de alta velocidad	75

2.6.3	Importancia en la Estabilidad Transitoria	76
2.6.3.1	Falla monofásica; Apertura trifásica con Recierre trifásico.....	77
2.6.3.2	Falla monofásica; Apertura monofásica con Recierre monofásico ..	78
3	Metodología para el análisis del sistema a prueba (CCS).....	81
3.1	Uso de ATP para el análisis de Estabilidad.....	82
3.1.1	Máquina Síncrona y módulo de flujo de potencia en ATP	82
3.1.2	Transformador	84
3.1.3	Línea de transmisión	85
3.2	Determinación de tiempos muertos de recierre monofásico en función de la Potencia de despacho y Estabilidad transitoria del ejemplo de Haginomori	89
3.2.1	Tiempo muerto de 0.5 s.....	90
3.2.2	Tiempo muerto de 1 s.....	91
3.2.3	Tiempo muerto de 1.5 s.....	91
3.2.4	Tiempo muerto de 2 s.....	92
3.2.5	Tiempo muerto de 2.5 s.....	93
3.3	Análisis por cambio de potencia durante el recierre y sincronización.....	95
4	Simulación y análisis Coca Codo Sinclair.....	97
4.1	Análisis de estabilidad Transitoria de Coca Codo Sinclair.....	99
4.1.1	CASO 4, 5 y 6 Máquinas	99
4.1.1.1	Caso 4 máquinas.....	99
4.1.1.2	Caso 5 máquinas.....	101
4.1.1.3	Caso 6 máquinas.....	102
4.1.2	Caso 7 máquinas.....	103
4.1.3	Caso 8 máquinas.....	105
4.1.3.1	Tiempo muerto de 500 ms	106
4.1.3.2	Tiempo muerto de 850 ms	106
4.1.3.3	Tiempo muerto de 3000 ms	107
4.2	Análisis de pequeña señal y por cambio de Potencia al darse el recierre y sincronismo de Coca Codo Sinclair.....	109
4.2.1	Análisis para 8 máquinas.....	111

4.2.1.1	Recierre rápido (tiempo muerto comprendido entre 500 ms – 850 ms)	111
4.2.1.2	Recierre largo (tiempo muerto comprendido entre 850 ms – 2500 ms)	117
4.2.1.3	Recierre muy largo (tiempo muerto mayor a 2500 ms)	120
4.2.1.4	Resumen de resultados para el análisis de 8 máquinas	122
4.2.2	Análisis para 7 máquinas.....	123
4.2.2.1	Recierre rápido (tiempo muerto comprendido entre 500 ms – 850 ms)	124
4.2.2.2	Recierre largo (tiempo muerto comprendido entre 850 ms – 2500 ms)	124
4.2.2.3	Recierre muy largo (tiempo muerto mayor a 2500 ms)	125
4.2.2.4	Resumen de resultados para el análisis de 7 máquinas	125
4.2.3	Análisis para 6 máquinas.....	125
4.2.3.1	Recierre rápido (tiempo muerto comprendido entre 500 ms – 850 ms)	126
4.2.3.2	Recierre largo (tiempo muerto comprendido entre 850 ms – 2500 ms)	126
4.2.3.3	Recierre muy largo (tiempo muerto mayor a 2500 ms)	127
4.2.3.4	Resumen de resultados para el análisis de 6 máquinas	127
4.2.4	Análisis para 5 máquinas.....	128
4.2.4.1	Recierre rápido (tiempo muerto comprendido entre 500 ms – 850 ms)	128
4.2.4.2	Recierre largo (tiempo muerto comprendido entre 850 ms – 2500 ms)	129
4.2.4.3	Recierre muy largo (tiempo muerto mayor a 2500 ms)	129
4.2.4.4	Resumen de resultados para el análisis de 5 máquinas	130
4.2.5	Análisis para 4 máquinas.....	130
4.2.5.1	Recierre rápido (tiempo muerto comprendido entre 500 ms – 850 ms)	130

4.2.5.2	Recierre largo (tiempo muerto comprendido entre 850 ms – 2500 ms)	131
4.2.5.3	Recierre muy largo (tiempo muerto mayor a 2500 ms)	131
4.2.5.4	Resumen de resultados para el análisis de 4 máquinas	132
5	Discusión.....	133
6	Conclusiones y Recomendaciones	136
6.1	Conclusiones.....	136
6.2	Recomendaciones.....	137
	BIBLIOGRAFÍA.....	139
	ANEXOS	143

Índice de Figuras

Figura 1–1	Esquema simple de línea de transmisión San Rafael - El Inga.....	4
Figura 1–2	Caso crítico: una sola línea de transmisión entre las subestaciones San Rafael y El Inga.....	4
Figura 2–1	Sistema de dos barras	16
Figura 2–2	Curva real y supuesta de aceleración vs tiempo, cálculo punto a punto, método 1	36
Figura 2–3	Curva real y supuesta de aceleración vs tiempo, cálculo punto a punto, método 2	37
Figura 2–4	Curvas de oscilación calculadas a partir de una solución formal de la ecuación de oscilación y cálculo Punto a Punto, usando método 1 y método 2 (Ejercicio 2 [18]).....	39
Figura 2–5	Curvas de oscilación del generador durante 1 segundo a diferentes intervalos de tiempo.....	40
Figura 2–6	Curva Potencia-Desplazamiento angular	41
Figura 2–7	Cambio de estado de la Potencia mecánica ante la ocurrencia de una falla	42
Figura 2–8	Áreas de aceleración y desaceleración en diagrama Potencia-Ángulo	43
Figura 2–9	Diagrama Potencia-Ángulo con oscilación del rotor mayor a 90 grados.....	44
Figura 2–10	Criterio de áreas iguales aplicado a una línea en falla y su posterior despeje	46

Figura 2–11	Proceso transitorio inestable bajo el criterio de áreas iguales	47
Figura 2–12	Generador trifásico de corriente alterna, donde DW y QW aplica solo al Tipo 5949	
Figura 2–13	Diagrama de un generador síncrono con su sistema de excitación	53
Figura 2–14	Diagrama de control del sistema de excitación y circuitos de protección	54
Figura 2–15	Limitador de cuerda aplicado a un bloque integrador simple	56
Figura 2–16	Limitador sin cuerda aplicado a un bloque integrador simple	56
Figura 2–17	Diagrama simplificado de conexión y actuación del AVR y PSS sobre el generador síncrono	57
Figura 2–18	AVR de una de las máquinas de CCS modelo EXC9000	58
Figura 2–19	PSS de una de las máquinas de CCS modelo PSS2B	60
Figura 2–20	Diagrama del sistema del ejemplo 13.2 de la referencia [25].....	61
Figura 2–21	SEP sin ningún sistema de control	61
Figura 2–22	Resultados, Ángulo y Potencia del generador sin sistemas de control	62
Figura 2–23	SEP con regulador automático de Voltaje de alta ganancia (AVR).....	63
Figura 2–24	Resultados, Ángulo y Potencia del generador con AVR	63
Figura 2–25	Curva del AVR y voltaje terminal del generador usando solo AVR	64
Figura 2–26	SEP con regulador automático de Voltaje de alta ganancia (AVR) y estabilizador de Potencia (PSS).....	65
Figura 2–27	Resultados, Ángulo y Potencia del generador con AVR y PSS	65
Figura 2–28	Curva del AVR y voltaje terminal del generador usando AVR y PSS	66
Figura 2–29	Curva del PSS y Potencia del generador usando AVR y PSS.....	67
Figura 2–30	Curvas del ángulo del rotor de los 3 casos analizados	67
Figura 2–31	Efecto de una apertura y recierre trifásico usando el criterio de áreas iguales....	69
Figura 2–32	Efecto de una apertura y recierre monofásico usando el criterio de áreas iguales	70
Figura 2–33	Acoplamiento capacitivo e inductivo de la fase en falla con las fases sanas considerando una apertura monofásica.....	71
Figura 2–34	Esquema de conexión de reactores en derivación a cada fase con conexión Y neutro a tierra	73
Figura 2–35	Conexión de reactores en derivación con reactor de neutro para eliminación de arco secundario	74
Figura 2–36	Circuitos equivalentes del reactor en derivación con reactor de neutro	74
Figura 2–37	Líneas de transmisión con interruptores de puesta a tierra de alta velocidad (HSGS)	75
Figura 2–38	Esquema base para aplicación y comparación entre Apertura/Recierre trifásico y Apertura/Recierre Monofásico.....	77
Figura 2–39	Esquema de simulación en ATP, falla monofásica, Apertura/Recierre trifásico, ejemplo tomado de [5].....	77
Figura 2–40	Ángulo del rotor luego de una falla monofásica bajo una Apertura/Recierre trifásico del sistema mostrado en la Figura 2–39	78

Figura 2–41	Esquema de simulación en ATP, falla monofásica, Apertura/Recierre monofásico, ejemplo tomado de [5].....	79
Figura 2–42	Ángulo del rotor luego de una falla monofásica bajo una Apertura/Recierre monofásico del sistema mostrado en la Figura 2–41.....	79
Figura 3–1	Esquema base sobre el cual se analizará la metodología	81
Figura 3–2	Símbolo y algunos parámetros de la máquina síncrona en ATP usando el modelo 58.....	82
Figura 3–3	Símbolo y parámetros del módulo encargado de correr el flujo de potencia y de dar la restricción de potencia activa	83
Figura 3–4	Símbolo y parámetros del transformador, modelo Hybrid Transformer – XFMR ..	84
Figura 3–5	Símbolo y pestaña Model de la línea de transmisión	85
Figura 3–6	Pestaña Data de la línea de transmisión	86
Figura 3–7	Esquema básico de la distribución de las fases en la torre y corte transversal del paquete que conforma la fase 1	87
Figura 3–8	Curva de oscilación del rotor con un tiempo muerto de 0.5 seg y máxima potencia de despacho (1300 MW).....	90
Figura 3–9	Curvas de oscilación del rotor con un tiempo muerto de 1 seg y potencias de despacho de 1231 MW a) y 1230 MW b).....	91
Figura 3–10	Curvas de oscilación del rotor con un tiempo muerto de 1.5 seg y potencias de despacho de 1196 MW a) y 1195 MW b).....	92
Figura 3–11	Curvas de oscilación del rotor con un tiempo muerto de 2 seg y potencias de despacho de 1180 MW a) y 1179 MW b).....	92
Figura 3–12	Curvas de oscilación del rotor con un tiempo muerto de 2.5 seg y potencias de despacho de 1173 MW a) y 1172 MW b).....	93
Figura 3–13	Curva Potencia de despacho vs Tiempo muerto bajo condiciones de estabilidad	94
Figura 3–14	Límites para obtener ΔP considerando un cambio de potencia máximo del 50% de la potencia activa nominal de una máquina.	96
Figura 4–1	Esquema Coca Codo Sinclair, 4 máquinas	98
Figura 4–2	Curvas de oscilación del ángulo del rotor y potencia con un tiempo muerto de 4000 ms, Caso 4 máquinas.....	99
Figura 4–3	Curvas de oscilación del ángulo del rotor y potencia con un tiempo muerto de 500 ms, Caso 4 máquinas.....	100
Figura 4–4	Señal de AVR y PSS, tiempo muerto de 500 ms, caso 4 máquinas	101
Figura 4–5	Curvas de oscilación del ángulo del rotor y potencia con un tiempo muerto de 4000 ms, Caso 5 máquinas.....	102
Figura 4–6	Curvas de oscilación del ángulo del rotor y potencia con un tiempo muerto de 4000 ms, Caso 6 máquinas.....	102
Figura 4–7	Curvas de oscilación del ángulo del rotor con un tiempo muerto de 2800 ms (inestable) y 2700 ms (estable), Caso 7 máquinas.....	103

Figura 4–8	Curvas de oscilación de potencia con un tiempo muerto de 2800 ms (inestable) y 2700 ms (estable), Caso 7 máquinas	104
Figura 4–9	Curvas de oscilación del ángulo del rotor con un tiempo muerto de 4000 ms (inestable) y 500 ms (estable), Caso 8 máquinas	105
Figura 4–10	Curvas de oscilación del ángulo del rotor y potencia con un tiempo muerto de 500 ms y potencia de despacho de 1440 MW, Caso 8 máquinas	106
Figura 4–11	Curvas de oscilación del ángulo del rotor y potencia con un tiempo muerto de 850 ms y potencia de despacho de 1370 MW, Caso 8 máquinas	106
Figura 4–12	Curvas de oscilación del ángulo del rotor y potencia con un tiempo muerto de 3000 ms y potencia de despacho de 1360 MW, Caso 8 máquinas	107
Figura 4–13	Curva Tiempo muerto vs Potencia de despacho de Coca Codo Sinclair, caso 8 máquinas	108
Figura 4–14	Menú de la herramienta Prony Tool desde el cual se carga los datos de la señal y se ajusta la curva a analizar	112
Figura 4–15	Menú de la herramienta Prony Tool que muestra los resultados referentes a la Frecuencia y al Damping	112
Figura 4–16	Menú en Prony Tool que verifica el recierre rápido y en la primera oscilación considerando la nueva potencia de despacho de 1320 MW	113
Figura 4–17	Resultado del análisis de la señal considerando un recierre rápido y la nueva potencia de despacho de 1320 MW	114
Figura 4–18	Menú en Prony Tool que verifica el recierre rápido y en la primera oscilación considerando la potencia de despacho final de 1080 MW	115
Figura 4–19	Resultado del análisis de la señal considerando un recierre rápido y la potencia de despacho final de 1080 MW	116
Figura 4–20	Menú de la herramienta Prony Tool desde el cual se carga los datos de la señal y se ajusta la curva a analizar (1370 MW)	117
Figura 4–21	Menú en Prony Tool que verifica el recierre largo y en la segunda oscilación considerando la nueva potencia de despacho de 1240 MW	118
Figura 4–22	Menú en Prony Tool que verifica el recierre largo y en la segunda oscilación considerando la potencia de despacho final de 1120 MW	119
Figura 4–23	Menú de la herramienta Prony Tool desde el cual se carga los datos de la señal y se ajusta la curva a analizar (1360 MW)	120
Figura 4–24	Menú en Prony Tool que verifica el recierre muy largo y en la tercera oscilación considerando la nueva potencia de despacho de 1280 MW	121
Figura 4–25	Menú en Prony Tool que verifica el recierre muy largo y en la tercera oscilación considerando la potencia de despacho final de 1160 MW	122

Índice de Tablas

Tabla 2.1	Fallas ocurridas en un sistema de 500 kV	11
Tabla 2.2	Cantidades mecánicas aplicadas a la Traslación [21]	25
Tabla 2.3	Cantidades mecánicas aplicadas a la Rotación	26
Tabla 2.4	Relaciones entre cantidades de Traslación y Rotación	27
Tabla 2.5	Fórmulas usadas para calcular la constante de inercia [21]	30
Tabla 2.6	Valores de H para diferentes máquinas rotativas [21]	31
Tabla 3.1	Tiempo muerto de recierre monofásico para el análisis del ejemplo tomado de [8]	89
Tabla 3.2	Tiempo muerto vs Potencia de despacho límite sin pérdida de estabilidad	93
Tabla 4.1	Tiempo muerto en función de la potencia de despacho y Estabilidad Transitoria, CCS caso 8 máquinas	108
Tabla 4.2	Resultados del análisis por pequeña señal considerando un recierre rápido para una Potencia de despacho de 1440 MW, y un tiempo muerto de 500 ms, Análisis para 8 máquinas	113
Tabla 4.3	Resultados del análisis por pequeña señal considerando un recierre rápido para una Potencia de despacho de 1320 MW y un tiempo muerto de 675 ms, Análisis para 8 máquinas	114
Tabla 4.4	Resultados del análisis por Potencia considerando un recierre rápido para una Potencia de despacho de 1320 MW y un tiempo muerto de 675 ms, Análisis para 8 máquinas	115
Tabla 4.5	Resultados del análisis por Potencia considerando un recierre rápido para una Potencia de despacho final de 1080 MW y un tiempo muerto de 675 ms, Análisis para 8 máquinas	116
Tabla 4.6	Resultados del análisis por pequeña señal considerando un recierre rápido para una Potencia de despacho final de 1080 MW y un tiempo muerto de 675 ms, Análisis para 8 máquinas	116
Tabla 4.7	Resultados del análisis por pequeña señal considerando un recierre largo para una Potencia de despacho de 1370 MW y un tiempo muerto de 850 ms, Análisis para 8 máquinas	117
Tabla 4.8	Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre largo para una Potencia de despacho de 1240 MW y un tiempo muerto de 2350 ms, Análisis para 8 máquinas	118
Tabla 4.9	Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre largo para una Potencia de despacho final de 1120 MW y un tiempo muerto de 2350 ms, Análisis para 8 máquinas	119
Tabla 4.10	Resultados del análisis por pequeña señal considerando un recierre muy largo para una Potencia de despacho de 1360 MW y un tiempo muerto de 3000 ms, Análisis para 8 máquinas	120
Tabla 4.11	Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre muy largo para una Potencia de despacho de 1280 MW y un tiempo muerto de 3950 ms, Análisis para 8 máquinas	121
Tabla 4.12	Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre muy largo para una Potencia de despacho final de 1160 MW y un tiempo muerto de 3950 ms, Análisis para 8 máquinas	122
Tabla 4.13	Resumen de resultados para el análisis de 8 máquinas	123
Tabla 4.14	Resultado del análisis de la curva de potencia obtenida en Estabilidad Transitoria, Caso 7 máquinas	123
Tabla 4.15	Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre rápido para una Potencia de despacho final de 1036 MW y un tiempo muerto de 775 ms, Análisis para 7 máquinas	124
Tabla 4.16	Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre largo para una Potencia de despacho final de 1050 MW y un tiempo muerto de 2435 ms, Análisis para 7 máquinas	124
Tabla 4.17	Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre muy largo para una Potencia de despacho final de 1115 MW y un tiempo muerto de 3820 ms, Análisis para 7 máquinas	125
Tabla 4.18	Resumen de resultados para el análisis de 7 máquinas	125

Tabla 4.19	Resultado del análisis de la curva de potencia obtenida en Estabilidad Transitoria, Caso 6 máquinas	126
Tabla 4.20	Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre rápido para una Potencia de despacho final de 870 MW y un tiempo muerto de 600 ms, Análisis para 6 máquinas	126
Tabla 4.21	Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre largo para una Potencia de despacho final de 918 MW y un tiempo muerto de 2120 ms, Análisis para 6 máquinas	127
Tabla 4.22	Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre muy largo para una Potencia de despacho final de 930 MW y un tiempo muerto de 3500 ms, Análisis para 6 máquinas	127
Tabla 4.23	Resumen de resultados para el análisis de 6 máquinas	128
Tabla 4.24	Resultado del análisis de la curva de potencia obtenida en Estabilidad Transitoria, Caso 5 máquinas	128
Tabla 4.25	Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre rápido para una Potencia de despacho final de 785 MW y un tiempo muerto de 560 ms, Análisis para 5 máquinas	129
Tabla 4.26	Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre largo para una Potencia de despacho final de 800 MW y un tiempo muerto de 1915 ms, Análisis para 5 máquinas	129
Tabla 4.27	Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre muy largo para una Potencia de despacho final de 825 MW y un tiempo muerto de 3400 ms, Análisis para 5 máquinas	129
Tabla 4.28	Resumen de resultados para el análisis de 5 máquinas	130
Tabla 4.29	Resultado del análisis de la curva de potencia obtenida en Estabilidad Transitoria, Caso 4 máquinas	130
Tabla 4.30	Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre rápido para una Potencia de despacho final de 680 MW y un tiempo muerto de 560 ms, Análisis para 4 máquinas	131
Tabla 4.31	Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre largo para una Potencia de despacho final de 688 MW y un tiempo muerto de 1915 ms, Análisis para 4 máquinas	131
Tabla 4.32	Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre muy largo para una Potencia de despacho final de 700 MW y un tiempo muerto de 3300 ms, Análisis para 4 máquinas	131
Tabla 4.33	Resumen de resultados para el análisis de 4 máquinas	132
Tabla 6.1	Resumen de las potencias y tiempos muertos obtenidos del análisis por pequeña señal y cambio de potencia	137

Glosario:

CCS: Coca Codo Sinclair. Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair de 1500 MW de potencia.

EAV: Extra Alto Voltaje.

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

LT: Línea de Transmisión.

SNT: Sistema Nacional de Transmisión.

SNI: Sistema Nacional Interconectado.

SE: Subestación Eléctrica

AVR: Automatic Voltage Regulator (Regulador Automático de Voltaje en castellano). Su función básica es la de alimentar al circuito de excitación de tal manera de ejercer un control sobre el voltaje de campo del generador dentro de ciertos rangos de frecuencia y carga.

PSS: Power System Stabilizator (Estabilizador de Sistema de Potencia en castellano). Es utilizado como control suplementario al sistema de excitación para amortiguar los efectos de las oscilaciones de potencia que se presentan cuando se dan perturbaciones en el SEP.

ATP: Alternative Transients Program

EMTP: ElectroMagnetic Transients Program.

TACS: Transients Analyzer Control Systems para ATP.

MODELS: Lenguaje de programación propio de ATP.

p.u: Por Unidad

1 INTRODUCCION

Para la transmisión de grandes bloques de energía eléctrica a grandes longitudes, sistemas de Extra Alto Voltaje (EAV) constituyen una buena alternativa. Los elementos que conforman el sistema de transmisión deben ser diseñados de tal manera que ofrezcan una alta confiabilidad y disponibilidad durante su operación.

Las líneas de transmisión aéreas de EAV son los elementos con mayor probabilidad de falla en un SEP siendo la más frecuente la falla del tipo monofásica – tierra. En las líneas de transmisión a 138 kV y 230 kV del Sistema Nacional de Transmisión del Ecuador, para despejar una falla, la acción a seguir, en este caso es una apertura trifásica de la línea. Sin embargo, si la línea de transmisión está transfiriendo o evacuando grandes cantidades de potencia en el instante de la falla, la pérdida total de la línea de transmisión puede provocar serias consecuencias. Por tal motivo, se puede optar por una apertura monofásica que implica la apertura solo de la fase en falla permitiendo la transmisión de energía aún por las otras 2 fases sanas de la línea.

La decisión de seleccionar determinado tipo de apertura involucra no solamente el hecho de perder gran capacidad de transporte. Si la línea de transmisión está evacuando la energía producida por una central, un esquema de apertura trifásica – recierre trifásico puede provocar que las máquinas pierdan el sincronismo si el recierre de la línea de transmisión no es lo suficientemente corto. En cambio, si el esquema aplicado es la apertura monofásica – recierre monofásico; es decir, una fase fuera de servicio, la potencia producida por la central puede ser transmitida por las fases sanas y, por lo tanto, la estabilidad puede ser mantenida.

La opción más recomendable cuando el enlace es débil, lo que implica una o dos líneas de transmisión entre dos subestaciones y, considerando que la probabilidad de tener una falla monofásica en líneas de transmisión es superior al 90%, es optar por un esquema de apertura y recierre monofásico, con lo cual se evita implementar una nueva línea de transmisión.

Las consecuencias de abrir una fase mientras la línea transporta energía se reflejan en los ángulos del rotor de las máquinas y en la potencia de despacho. Con base en los conceptos de *Estabilidad Transitoria*, *Estabilidad por pequeña señal* y *cambio de potencia máximo permisible*, se puede llegar a determinar cuánta potencia se puede despachar desde una central bajo una condición de recierre monofásico de línea de transmisión.

Para el caso de la central Coca Codo Sinclair, un adecuado estudio de Estabilidad Transitoria supone considerar el caso más crítico posible, que implica contar con solo una de las líneas de transmisión entre las subestaciones San Rafael y El Inga, a 500 kV, las cuales han sido diseñadas para que se puedan aplicar un esquema de apertura monofásica – recierre monofásico. Desde el punto de vista de afectación a la central, si entre las subestaciones San Rafael y El Inga está en operación una única línea de transmisión y si la falla monofásica ocurre en las cercanías de la subestación San Rafael, se presentaría el escenario del caso más crítico. Este escenario propuesto se aplica en la realidad cuando se tiene que realizar mantenimientos de una de las líneas o por algún factor anormal de funcionamiento una de las dos líneas entre las subestaciones antes mencionadas queda fuera de servicio dejando solo una línea de evacuación de energía producida por la central CCS. Un ejemplo real de este caso se documentó en [1], el mismo detalla que el viernes 1 de julio de 2016 a las 10:29 en la línea de transmisión de EAV El Inga – San Rafael de 500 kV teniendo un único circuito operativo, se produjo el disparo de los disyuntores provocando la salida de la central Coca Codo Sinclair dando como resultado una caída en la frecuencia a 59.45 Hz, adicional a este hecho se produjo la apertura de los cuatro circuitos de la línea Pomasqui - Jamondino de 230 kV empeorando aún más la frecuencia que para ese momento fue de 58.4 Hz [1].

Adicionalmente, cabe señalar que si bien la aplicación de un esquema de apertura monofásica – recierre monofásico permite tener un sistema transitoriamente estable no siempre significa que sea aceptable. Luego de superar la primera oscilación las subsiguientes oscilaciones deben cumplir con una tasa de amortiguamiento adecuada; esto involucra un análisis de pequeña señal, el mismo permitirá saber si el sistema cuenta con una pobre amortiguación o si bien esta es aceptable. Para este propósito, en este trabajo se considera como adecuado un factor de amortiguamiento igual o superior al 5% [2].

Finalmente, al darse el recierre y posterior sincronización de la fase fallada, se debe cumplir que esta última acción provoque un cambio de potencia activa que debe ser menor a lo establecido por el diseño del generador; esto implica calentamiento de los conductores que forman el devanado de armadura. Por lo tanto, resulta necesario realizar un análisis de la potencia luego de que se da el recierre (en uno de los extremos de la línea) y la sincronización (en el otro extremo de la línea). A falta de valores límites de diseño, se opta por establecer un valor límite máximo para el cambio de potencia del 50% de la potencia nominal de la máquina, lo cual es cierto para centrales térmicas.

Para los análisis antes señalados, se debe considerar el tiempo que transcurrirá entre, abrir la fase fallada y su recierre, el mismo se conoce como *Tiempo muerto* y es el tiempo necesario con el cual se espera que la corriente de arco secundario se haya autoextinguido y que el medio aislante (en este caso aire) recupere su propiedad y característica como aislador y el voltaje transitorio de recuperación no provoque reencendidos de arco. Con diferentes tiempos muertos y bajo consideraciones de Estabilidad Transitoria, estabilidad por pequeña señal y cambio máximo de potencia permisible se determina la potencia de despacho máxima posible.

Para un adecuado análisis, la simulación del sistema contemplará un modelo de generador sincrónico en el dominio de fase, el mismo supone una gran carga computacional pero un resultado sumamente aceptable respecto a modelos en dominio de la frecuencia. El software ATP permite considerar este modelo especificado para el análisis. Adicionalmente, se contempla que el sistema contará con los mecanismos de control como son el AVR y PSS, de esta manera se cuenta con los elementos necesarios para analizar en ATP simulaciones en el dominio del tiempo; mientras que, para el análisis de pequeña señal, los resultados obtenidos en ATP son tratados con la herramienta de análisis *Prony Tool* que viene implementada en el software Matlab, el cual permite obtener el factor de amortiguamiento y frecuencia de las oscilaciones de potencia.

1.1 Descripción del problema

1.1.1 Antecedentes

Para la evacuación de la energía eléctrica producida por la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair (1500 MW), en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) existen dos líneas de transmisión en Extra Alto Voltaje, a 500 kV, que enlazan a las subestaciones San Rafael (SRF) y El Inga (ING), tal como se muestra en la Figura 1–1.

El recierre monofásico de una línea de transmisión se implementa, generalmente, cuando un enlace débil (una línea de transmisión) interconecta dos áreas grandes de un SEP, por lo que una apertura trifásica de la línea de transmisión, debido a eventos como fallas, puede provocar que uno o los dos sistemas se vuelvan inestables.

Para el caso del SNI, cuando la energía eléctrica producida por la central CCS es evacuada por las *dos* líneas de transmisión, a 500 kV, entre las subestaciones San Rafael y El Inga, no se espera que ante la ocurrencia de una falla en algún punto de la línea (punto F de la Figura 1-1), su apertura trifásica, para despejar la falla, produzca problemas de inestabilidad de la central CCS; sin embargo, estudios deben ser realizados.

El caso crítico para este sistema (Figura 1-1) se presenta cuando, por algún motivo, no se cuenta con una de las líneas SRF – ING, por lo que el sistema en operación es el que se muestra en la Figura 1-2.

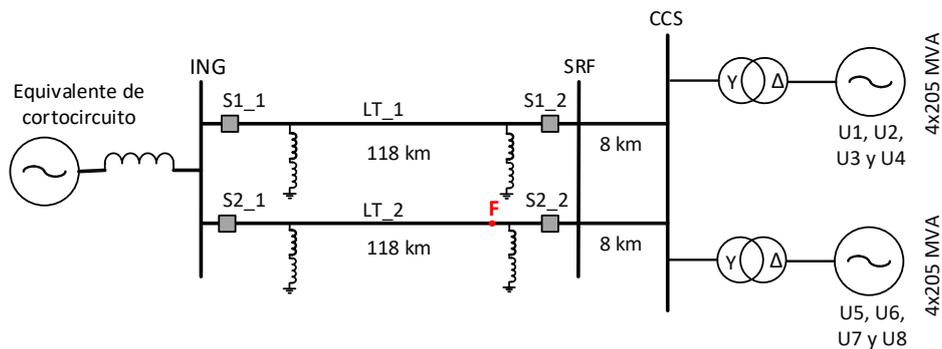


Figura 1-1 Esquema simple de línea de transmisión San Rafael - El Inga

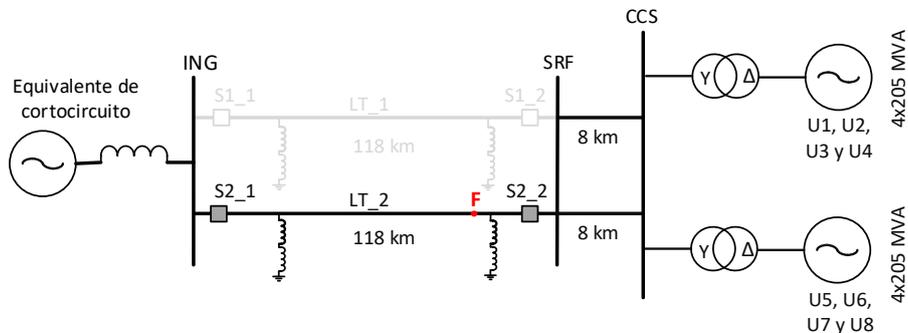


Figura 1-2 Caso crítico: una sola línea de transmisión entre las subestaciones San Rafael y El Inga.

Para este esquema de operación, durante un evento de apertura monofásica (AMF) y recierre monofásico (RMF), surgen las siguientes preguntas [3]:

- 1) ¿Cuál es el límite de potencia que puede ser transmitida a través de una línea entre las subestaciones SRF – ING, sin que exista pérdida de sincronismo de la central CCS?

- 2) ¿En qué circunstancias pueden ocurrir oscilaciones de potencia a través de la línea de transmisión que pongan en peligro la operación estable de la central CCS?
- 3) ¿Qué tipo y magnitud de disturbios pueden producir inestabilidad entre la central CCS y el resto del SNI debido a la línea SRF – ING?

Para responder a las preguntas anteriores desde el punto de vista de varios escenarios de demanda (máxima, media y mínima) y de varios tipos de falla que se puedan dar en la línea de transmisión, estudios de estado estacionario y dinámico deben ser realizados. Sin embargo, la pregunta 3) puede ser respondida parcialmente si se estudia la ocurrencia de una falla fase – tierra en algún punto F de la línea de transmisión, tal como se muestra en la Figura 1–2, debido a que en sistemas de EAV, el 90% de las fallas son fallas monofásicas [4], de las cuales, a su vez, el 90% son transitorias y desaparecen una vez que se ha desconectado la fase.

El esquema de operación presentado en la Figura 1–2, sugiere que se debe contar con altos índices de disponibilidad de la línea SRF – ING, para evacuar la energía producida por la central CCS, especialmente cuando está operando una sola línea. Por tal motivo, para estas líneas se ha implementado un esquema de recierre monofásico en cada extremo, el cual, ante la ocurrencia de fallas fase-tierra, provocan la apertura únicamente de la fase en falla, mientras que las dos fases restantes se mantienen conectadas transmitiendo la potencia.

Una vez abierta la fase, existe un tiempo de espera, conocido como *tiempo muerto*, antes de que se proceda con el recierre de la fase en un extremo y, luego de un tiempo adicional se produzca la conexión del extremo abierto restante si las condiciones de sincronización son las adecuadas, provocando que la fase vuelva a transmitir potencia. La falla monofásica inicial y el tiempo que permanece abierta la fase fallada hasta que se recierra y sincroniza provocan oscilaciones en los rotores de las máquinas.

Desde el punto de vista de la corriente de arco secundario, el tiempo muerto necesario para que esta corriente se autoextinga y durante el consecuente desarrollo del Voltaje Transitorio de Recuperación (TRV por sus siglas en inglés) siempre y cuando éste no provoque reencendidos del arco secundario, está en el rango desde 500 ms a 2 s [3] [5] para sistemas de transmisión a 500 kV.

Sin embargo, desde el punto de vista de estabilidad transitoria, el tiempo muerto está en función de la potencia que está atravesando la línea de transmisión, de tal manera que no se produzca una inestabilidad transitoria. Así, según [3], para bajas

transferencias de potencia el tiempo muerto esperado para el recierre puede ser de varios segundos (incluso infinito) sin que se pierda la estabilidad del sistema; a medida que la potencia transferida por la línea de transmisión se incrementa a valores de alta cargabilidad, el tiempo muerto se vuelve menor para asegurar la estabilidad del sistema. Si se acepta que el menor tiempo es de 500 ms, entonces se puede llegar a tener una máxima transferencia de potencia desde el punto de vista de estabilidad; aunque la referencia [6] indica que los tiempos de autoextinción del arco secundario cuando la línea cuenta con reactores de fase y neutro están en el orden de 200 ms (al cual, según [3], se debe agregar 50 ms para evitar que el TRV provoque reencendido).

Con base en lo anterior, desde el punto de vista de estabilidad transitoria, se deduce que no existe un valor de tiempo muerto fijo, sino que éste depende de la potencia que esté transfiriendo la línea de transmisión y de la posibilidad de controlar las oscilaciones de potencia de las máquinas de las centrales de generación. A su vez, la estabilidad de las máquinas del sistema depende de factores como, la robustez del sistema (potencia de cortocircuito), inercia de las máquinas, sistemas de control (AVR y PSS) de las máquinas y tipo de falla, entre otros.

1.2 Importancia y alcances

Con la realización de este trabajo se pretende contribuir a la confiabilidad y disponibilidad de las dos líneas de transmisión San Rafael – El Inga, a 500 kV, de propiedad de CELEC EP TRANSELECTRIC, de tal manera que se pueda transmitir la mayor cantidad de potencia a través de una sola línea de transmisión sin que se pierda la estabilidad de la central CCS en eventos de falla monofásica.

Este trabajo de titulación se enfocará en determinar los tiempos muertos para el recierre monofásico implementado en la línea de transmisión San Rafael – El Inga, a 500 kV, desde un punto de vista de estabilidad transitoria de las máquinas de la central Coca Codo Sinclair, debido a que hasta la fecha actual no existe un estudio profundo que permita determinar su valor.

La simulación se basa en el modelo generador – barra infinita, el cual dio muy buenos resultados en la sintonización real de los PSS de la central Coca Codo Sinclair, de acuerdo a [7]. Además, análisis desarrollados con el software DigSilent Power Factory, demostraron que este programa computacional no es confiable para analizar la estabilidad transitoria de la central CCS ante recierres monofásicos de la línea San Rafael – El Inga, debido a que durante el tiempo muerto el sistema se encuentra desbalanceado y el modelo de máquina sincrónica basado en la transformada de Park,

para este esquema de operación, puede presentar errores. Por tal motivo, es necesario utilizar modelos de máquina sincrónica basados en el dominio de fase y este modelo está implantado en programas del tipo EMTP. Por lo tanto, para este trabajo la modelación será realizada íntegramente en el software ATP, lo que permitirá determinar los valores de tiempo muerto de recierre de la línea San Rafael – El Inga, en función de la potencia transferida y de la estabilidad transitoria de la central CCS. Además, este trabajo ofrecerá una visión de la capacidad del programa ATP para la realización de estudios de estabilidad transitoria.

Finalmente, este trabajo puede ser el punto de partida para estudios más avanzados como estudios de estabilidad transitoria donde el SEP sea modelado mediante un equivalente dinámico (y no estático como la barra infinita), modelos dinámicos de arco secundario y su interacción con el SEP, métodos que permitan determinar la autoextinción del arco secundario y estudios de ajuste de protecciones.

1.3 Objetivos:

1.3.1 General:

Determinar los valores de tiempos de recierre monofásico para una sola línea de transmisión San Rafael – El Inga, a 500 kV, en función de la potencia transferida y de la estabilidad de las máquinas sincrónicas de la central CCS, mediante un modelo generador – barra infinita, en eventos de falla, apertura y recierre monofásico de una de las fases de dicha línea de transmisión.

1.3.2 Específicos:

- 1) Desarrollar en ATP un modelo sencillo y adecuado de un SEP para estudio de estabilidad transitoria generador-barra infinita. El modelo debe contener un generador con su AVR y PSS. Se modelará el sistema propuesto en la referencia [8].
- 2) Simular en el software ATP la operación de estado estable del sistema mostrado en la Figura 1–1, formado por ocho unidades de la central CCS, dos líneas de transmisión entre las subestaciones CCS – San Rafael, a 500 kV, una línea de transmisión entre las subestaciones San Rafael – El Inga, a 500 kV y un equivalente de cortocircuito del SNI ubicado entre las barras de 230 kV de las subestaciones El Inga, Santa Rosa y Pomasqui que pertenecen al SNT.

- 3) Desarrollar en ATP, usando bloques de control TACS y/o MODELS, el modelo del regulador de voltaje (AVR) y del estabilizador de potencia (PSS) de cada unidad de la central CCS, tomando como datos los valores actuales con los que están ajustados estos dispositivos.
- 4) Analizar la respuesta del AVR y del PSS ante eventos de falla y apertura monofásica en la línea de transmisión San Rafael – El Inga; su validación se enfocará en constatar el seguimiento del AVR a la señal del voltaje terminal y del PSS a la variación de la potencia activa y variación de la velocidad.
- 5) Realizar estudios de estabilidad transitoria para el sistema de la Figura 1–2, debido a falla y recierre monofásico, considerando diferentes valores de despacho (número de máquinas) y diferentes valores de tiempo muerto de recierre.
- 6) Obtener curvas características *tiempo muerto vs potencia activa de transferencia* que garanticen una máxima transferencia de potencia activa a través de una sola línea San Rafael – El Inga y la estabilidad transitoria de la central CCS ante eventos de falla, apertura y recierre monofásico.

1.4 Delimitaciones consideradas:

- a) El sistema bajo estudio corresponde a un modelo generador-barra infinita.
- b) El análisis se realiza para el escenario crítico: una sola línea de transmisión entre las subestaciones San Rafael y El Inga.
- c) Se toma en cuenta el AVR y PSS de cada máquina; el control de velocidad no es tomado en cuenta.
- d) Se analiza la estabilidad transitoria de las máquinas de la central CCS; no se analiza la estabilidad de frecuencia, ni la estabilidad de voltaje.
- e) Se usan los datos de ajuste actuales del AVR y PSS; no se realiza ningún estudio para determinar si estos ajustes son adecuados o no.
- f) Se utilizan los valores actuales de los reactores de fase y de neutro conectados y se suponen que los reactores de neutro están bien sintonizados; no se realiza ningún estudio sobre sintonización de reactores de neutro.

- g) No se realiza el modelo dinámico del arco secundario ni el análisis de su autoextinción.
- h) No se considera la saturación de los transformadores.

1.5 Propuesta de solución

Este trabajo propone determinar curvas características *tiempo muerto vs potencia activa de transferencia* que garanticen una máxima transferencia de potencia activa a través de una sola línea San Rafael – El Inga y estabilidad transitoria de la central CCS ante eventos de falla, apertura y recierre monofásico.

Estas curvas características permitirán decidir, desde el punto de vista de estabilidad transitoria, el valor adecuado de ajuste del tiempo muerto de recierre monofásico y la potencia de despacho de la central CCS cuando únicamente está en operación una sola línea de transmisión entre las subestaciones San Rafael y El Inga.

El SEP bajo estudio es el que se presenta en la Figura 1–2, que corresponde a un modelo generador – barra infinita con el cual se analiza la estabilidad transitoria de la central CCS debido a recierre monofásico de la línea San Rafael – El Inga.

El sistema, para su estudio, es implementado en el programa computacional ATP.

2 MARCO TEÓRICO

Líneas de transmisión en EAV son usadas para evacuar la energía de grandes centrales de generación y/o para interconectar grandes sistemas eléctricos de potencia. Una sola línea de transmisión se considera un enlace muy débil y el sistema, por lo tanto, no es seguro; a medida que se incrementa más líneas en paralelo el enlace se vuelve fuerte y el sistema se vuelve más confiable.

Desde el punto de vista de estabilidad transitoria del sistema, enlaces débiles pueden llevar a un colapso de los dos sistemas que interconecta, especialmente si ocurre cualquier tipo de falla en la línea de transmisión y la posterior apertura trifásica de la línea para despejar la falla.

Si dos sistemas, como el presentado en la Figura 1–2, donde uno corresponde a una gran central de generación (CCS) y el otro a una red eléctrica grande (SNT), están interconectados por una sola línea de transmisión, una falla que ocurra en la línea puede ser despejada si se produce la apertura trifásica de la línea, pero en este caso las máquinas de la central de generación pierden el sincronismo y no pueden ser conectadas nuevamente a la red mediante un recierre trifásico de la línea de transmisión lo que, a su vez, puede llevar al colapso a la red eléctrica.

Sin embargo, si la falla que ocurre en la línea es del tipo monofásica es posible despejarla mediante la apertura únicamente de la fase que falla, mientras las otras fases transmiten potencia, sin que se pierda la estabilidad de los sistemas.

Los acontecimientos que originan o dan lugar a una falla en una línea de transmisión [4], son:

- *Descargas atmosféricas:* ocurren cuando un rayo cae comúnmente sobre una de las fases de una línea de transmisión, siendo la causa más común de fallas transitorias.
- *Acercamientos:* por ejemplo, un árbol o una de sus ramas se acerca a una de las fases de la línea de transmisión, rompiendo la distancia eléctrica; esto da lugar a una falla monofásica línea – tierra.
- *Acercamientos de fase al marco de la torre:* se da en los sitios de transposición.

Las fallas pueden clasificarse en:

- *Fallas permanentes:* continua presente luego de darse el recierre y no se despejará hasta reparar el o los elementos implicados en la falla; se ocasionan debido a la caída de una torre, la rotura de un hilo o hilos conductores, por el

contacto permanente a través de ramas u otro elemento entre fase y tierra, o también debido a incendios forestales [4].

- *Fallas transitorias*: ocurren una vez y se despejan al momento de abrir la línea, se ocasionan debido a factores temporales que modifican el correcto funcionamiento de la red, entre estos factores se puede mencionar el viento, la contaminación de los aislantes, descargas atmosféricas, acercamientos, siendo estos dos últimos los de mayor ocurrencia [4].

De igual forma, las fallas permanentes o transitorias pueden ser:

- *Fallas trifásicas*: conocidas como fallas simétricas, la falla ocurre en las tres fases, su probabilidad de ocurrencia es aproximadamente del 5%.
- *Fallas bifásicas*: falla asimétrica, puede ser línea a línea (bifásica con probabilidad de ocurrencia alrededor del 5%) o doble línea a tierra (bifásica a tierra con probabilidad de ocurrencia alrededor del 10%).
- *Fallas monofásicas*: falla asimétrica, también conocida como falla línea a tierra.

En líneas de EAV el 90% de las fallas son fallas monofásicas. La Tabla 2.1, tomada de [9], muestra un resumen de fallas ocurridas en un sistema de 500 kV durante 7 años.

Tabla 2.1 Fallas ocurridas en un sistema de 500 kV

Tipo de Falla	% de Ocurrencia
Línea - Tierra	93%
Línea - Línea	4%
Doble línea - tierra	2%
Trifásica	1%
# Total de fallas en 7 años	298

Con un porcentaje de ocurrencia de falla monofásica en líneas de transmisión del 93%, es razonable contemplar la aplicación de apertura y recierre únicamente de la fase que falla.

2.1 Flujos de Potencia

Los sistemas eléctricos de potencia son sistemas complejos, no lineales, estocásticos y dinámicos, los estudios de flujo de potencia son la base del análisis y diseño del SEP. Son necesarios para la planificación, operación, programación económica e intercambio de potencia entre varios puntos de la red eléctrica [10].

La información principal que se obtiene del análisis de flujo de potencia es la magnitud y el ángulo de fase de voltaje en cada barra y la potencia real y reactiva que fluye en cada enlace (línea de transmisión y transformadores) [11]. Además, se requiere un análisis de flujo de potencia para muchos otros estudios subsiguientes como la estabilidad transitoria y los estudios de contingencia.

En un sistema trifásico de corriente alterna, la potencia activa y reactiva fluye desde la estación generadora a la carga a través de diferentes redes, barras y ramales. El flujo de potencia activa y reactiva se denomina flujo de potencia o flujo de carga [10].

Los estudios de flujo de potencia proporcionan un enfoque matemático sistemático para la determinación de varios voltajes de barra, el ángulo de fase y flujos de potencia activa y reactiva a través de diferentes derivaciones, generadores y cargas en condiciones de estado estable. El análisis de flujo de potencia se usa para determinar la condición de funcionamiento de estado estable de un sistema de potencia [10].

Un estudio de flujo de potencia comúnmente comienza con el planteamiento de casos bases que permitan representar de manera realista los diferentes modos de operación del SEP. Al momento de asignar cargabilidad al estudio, se debe considerar un caso de máxima carga que permita contemplar un escenario crítico. Una vez considerados los casos bases se adicionarán condiciones anormales y escenarios críticos [12].

2.1.1 Importancia del estudio del flujo de potencia o flujo de carga

La solución de flujo de potencia o flujo de carga es esencial para la evaluación continua del rendimiento de los SEP, de forma que se puedan tomar medidas de control adecuadas en caso de necesidad.

La obtención de factores que garanticen un servicio confiable y de calidad permite resumir la importancia de un flujo de potencia en:

- Determinación de corriente, voltaje, ángulo de voltaje, potencia activa, potencia reactiva, etc. en varias barras del SEP que opera bajo un estado estacionario normal o estático.
- Planear la mejor operación y control del sistema existente.
- Planificar la expansión futura para mantener el ritmo del crecimiento de la carga.
- Ayuda para determinar el efecto de la nueva carga, nuevas estaciones de generación, nuevas líneas y nuevas interconexiones antes de que se instalen.

- Debido a este sistema de información, las pérdidas se minimizan y también se proporciona verificación de la estabilidad del sistema.
- Proporciona el análisis apropiado del sistema de energía previo al fallo para evitar interrupciones del SEP [13].
- Sirve como inicialización de variables de estado de los modelos de generadores, AVR, PSS y reguladores de velocidad en estudios de estabilidad de un SEP.

2.1.2 Tipo o clasificación de Barras

Una barra es un nodo en el cual una o muchas líneas y/o transformadores, así como muchas cargas y generadores están conectados.

Para los estudios de flujo de potencia, se supone que las cargas son constantes y están definidas por su consumo de potencia real y reactiva. El objetivo principal del flujo de potencia es encontrar la magnitud del voltaje de cada barra y su ángulo cuando las potencias generadas y las cargas están preespecificadas.

En un SEP, cada nodo o barra está asociado con 4 cantidades en el problema de flujo de potencia [11]:

- Magnitud de voltaje
- Ángulo de fase de voltaje
- Potencia activa.
- Potencia reactiva.

De estas cuatro cantidades, dos están especificadas y las dos restantes son determinadas mediante la solución de las ecuaciones del flujo de potencia activa y reactiva; cada nodo introduce dos ecuaciones. Para obtener soluciones para un conjunto de ecuaciones simultáneas, es necesario tener el mismo número de ecuaciones que las variables desconocidas [13].

Dependiendo de las cantidades que se han especificado, podemos clasificar a las barras del SEP tal cómo sigue.

2.1.2.1 Barra PQ o Barra de Carga

En estas barras no hay generadores conectados, o los generadores han llegado a su límite máximo. Se conocen las potencias inyectadas neta, activa P y reactiva Q . En si son barras de consumo a potencia constante es decir su potencia neta es la diferencia

entre la energía que ingresa a la barra menos la energía que es consumida por la carga conectada a dicha barra [13]. El objetivo del flujo de potencia es encontrar la magnitud de voltaje de la barra $|V|$ y su ángulo δ [11].

2.1.2.2 Barra PV o Barra de generación

Estas son barras a las cuales se encuentran conectados los generadores o bien barras cercanas a la generación que puede controlar voltaje. La generación de potencia activa en dichas barras y su control se realiza en base a una energía mecánica primaria otorgada por la turbina, mientras que el voltaje en terminales del generador se obtiene y controla a través de la excitación del generador [11].

En este tipo de barra se conoce la potencia activa P y la magnitud de voltaje $|V|$ y se desconoce la potencia reactiva Q y el ángulo de voltaje δ . La salida de potencia reactiva de las fuentes se varía por medio de la corriente de campo lo que permite controlar la magnitud del voltaje a un valor programado [13].

2.1.2.3 Barra tipo Slack, Swing, Oscilante, de compensación o barra infinita

Normalmente se asocia a barras donde la potencia de cortocircuito es la mayor del SEP y, para efectos de modelación, se considera única en el sistema. Típicamente, en estudios de flujos de potencia esta barra está numerada como 1 y establece la referencia angular para todos las demás barras, por lo que su ángulo, generalmente, se asume como 0° [11].

A diferencia de los otros dos tipos de barra, que representan las condiciones físicas del sistema, esta es más un requisito matemático [13].

2.1.3 Modelación del SEP

Para un adecuado estudio de flujo de potencia, se requiere conocer el modelo equivalente de cada elemento del SEP, los modelos a usarse tendrán complejidad dependiendo de si se conocen las cargas con exactitud o del tipo de estudio a realizar, por ejemplo, estudios de estabilidad implican objetivos muy especializados que requieren modelos avanzados los cuales son complejos [12].

Los elementos más significativos de un SEP se resumen de acuerdo con las siguientes características:

- *Generadores*: comúnmente se representan como fuentes de $P-V$ o $P-Q$, adicionalmente los generadores representan el voltaje interno en serie con la impedancia apropiada.
- *Transformadores*: se representa mediante su reactancia de cortocircuito en serie con un transformador ideal.
- *Líneas de transmisión*: en este caso, el modelo equivalente depende de la longitud de la línea de transmisión, en este contexto tenemos:

Líneas cortas, longitud < 80 km, se representan mediante una reactancia única en serie.

Líneas largas, longitud > 320 km, se representan mediante su modelo π considerando la impedancia apropiada del caso.

El análisis consiste en establecer las ecuaciones de corriente de cada barra, considerando positiva las corrientes que llegan a la barra y negativa las que salen [12].

Si se dispone de N barras, la ecuación de estas se plantean como se indica en (2.1)

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \cdots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \cdots & Y_{2N} \\ \vdots & & \ddots & & \vdots \\ & & & \ddots & \\ Y_{N1} & Y_{N2} & Y_{N3} & \cdots & Y_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_N \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

$$I = YV$$

Siendo Y la matriz de admitancia de barra, la misma que se determina siguiendo los siguientes pasos [11]:

1. Numerar todos los nodos del sistema de 0 a N . El nodo 0 es el nodo de referencia.
2. Reemplazar todos los generadores por fuentes de corriente equivalentes en paralelo con una admitancia.
3. Reemplazar todas las líneas, transformadores, cargas a admitancias equivalentes siempre que sea posible.
4. La matriz de admitancia Y se forma por inspección de la siguiente manera: suma de admitancias conectadas al nodo

$$y_{ii} = i$$

$$y_{ij} = y_{ji} = -\text{sum de admitancias conectadas del nodo } i \text{ al nodo } j .$$

5. El vector de corriente se encuentra a continuación de las fuentes conectadas a los nodos 0 a N . Si no hay una fuente conectada, la corriente inyectada sería 0.
6. Las ecuaciones que resultan se denominan ecuaciones de voltaje de nodo.

2.1.4 Solución de un flujo mediante el Método de Newton-Raphson

Este método permite una buena aproximación al momento de resolver ecuaciones no lineales, una explicación rápida sería que el método consiste en transformar el problema original no lineal en una secuencia de problemas lineales cuyas soluciones se acercan a las soluciones del problema original [11].

De la referencia [14] se utilizará el método de Newton-Raphson para resolver el flujo correspondiente al esquema mostrado en la Figura 2-1.

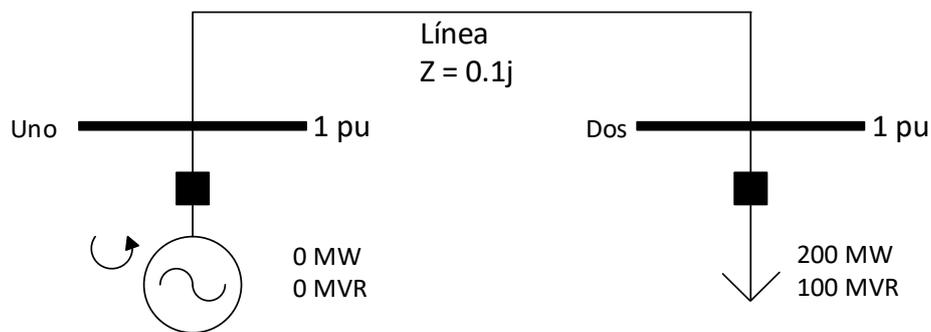


Figura 2-1 Sistema de dos barras

Este esquema corresponde a un sistema de alimentación de dos barras, se determinará la magnitud y el ángulo del voltaje en la barra dos. Se parte de la suposición de que el bus uno es la barra Slack y $S_{Base} = 100MVA$.

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \delta_2 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad \mathbf{Y}_{barra} = \begin{bmatrix} -j10 & j10 \\ j10 & -j10 \end{bmatrix}$$

Las Ecuaciones generales de balance de potencia se representan en (2.2):

$$\begin{aligned} P_i &= \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) = P_{Gi} - P_{Di} \\ Q_i &= \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} + B_{ij} \cos \delta_{ij}) = Q_{Gi} - Q_{Di} \end{aligned} \quad (2.2)$$

Las ecuaciones de balance de potencia en la barra dos se muestran en la Ecuación (2.3):

$$\begin{aligned} P_2 &= V_2 V_1 (B_{21} \sin \delta_{21}) + V_2^2 B_{22} \sin(0) = -2 \\ Q_2 &= V_2 V_1 (B_{21} \cos \delta_{21}) + V_2^2 B_{22} \cos(0) = -1 \end{aligned} \quad (2.3)$$

Las ecuaciones de desajuste de potencia, (funciones de error), se muestran a continuación en (2.4):

$$\begin{aligned} f_2^P(\mathbf{x}) &= V_2 V_1 (10 \sin \delta_2) + 2 = 0 \\ f_2^Q(\mathbf{x}) &= V_2 V_1 (-10 \cos \delta_2) + V_2^2 (10) + 1 = 0 \end{aligned} \quad (2.4)$$

$$\begin{aligned} f_2^P(\mathbf{x}) &= V_2 (10 \sin \delta_2) + 2 = 0 \\ f_2^Q(\mathbf{x}) &= V_2 (-10 \cos \delta_2) + V_2^2 (10) + 1 = 0 \end{aligned}$$

Ahora para calcular el Jacobiano se prosigue de la siguiente manera:

$$J(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \frac{df_2^P(\mathbf{x})}{d\delta_2} & \frac{df_2^P(\mathbf{x})}{dV_2} \\ \frac{df_2^Q(\mathbf{x})}{d\delta_2} & \frac{df_2^Q(\mathbf{x})}{dV_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{dP_2(\mathbf{x})}{d\delta_2} & \frac{dP_2(\mathbf{x})}{dV_2} \\ \frac{dQ_2(\mathbf{x})}{d\delta_2} & \frac{dQ_2(\mathbf{x})}{dV_2} \end{bmatrix}$$

La matriz Jacobiana quedaría representada por (2.5):

$$J(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} 10V_2 \cos \delta_2 & 10 \sin \delta_2 \\ 10V_2 \sin \delta_2 & -10 \cos \delta_2 + 20V_2 \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

El método de Newton-Raphson plantea la Ecuación (2.6) como una forma de solución de las iteraciones:

$$\mathbf{x}^{(v+1)} = \mathbf{x}^{(v)} - [\mathbf{J}(\mathbf{x}^{(v)})]^{-1} \mathbf{f}(\mathbf{x}^{(v)}) \quad (2.6)$$

Donde ν indica el número de iteración, en este caso un valor de 0 describe las condiciones iniciales y conocidas del problema. En el caso del ejemplo, se tiene que con $\nu = 0$ se conocen las condiciones iniciales, las cuales resultan en:

$$\mathbf{x}^{(0)} = \begin{bmatrix} \delta_2^{(0)} \\ V_2^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix}$$

Ya con las condiciones iniciales y usando las Ecuaciones (2.4) y (2.5) se procede con el cálculo:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}^{(0)}) = \begin{bmatrix} V_2(10 \sin \delta_2) + 2 \\ V_2(-10 \cos \delta_2) + V_2^2(10) + 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2 \\ 1 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{J}(\mathbf{x}^{(0)}) = \begin{bmatrix} 10V_2 \cos \delta_2 & 10 \sin \delta_2 \\ 10V_2 \sin \delta_2 & -10 \cos \delta_2 + 20V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 10 & 0 \\ 0 & 10 \end{bmatrix}$$

Aplicando la Ecuación (2.6) se obtiene el resultado de la primera iteración que permite obtener el valor de la magnitud de Voltaje y ángulo de voltaje.

$$\mathbf{x}^{(1)} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 10 & 0 \\ 0 & 10 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 2 \\ 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.2 \\ 0.9 \end{bmatrix}$$

La segunda iteración se presenta a continuación:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}^{(1)}) = \begin{bmatrix} 0.9(10 \sin(-0.2)) + 2 \\ 0.9(-10 \cos(0.2)) + 0.9^2(10) + 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.212 \\ 0.279 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{J}(\mathbf{x}^{(1)}) = \begin{bmatrix} 10(0.9) \cos(-0.2) & 10 \sin(-0.2) \\ 10(0.9) \sin(-0.2) & -10 \cos(-0.2) + 20(0.9) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 8.820 & -1.986 \\ -1.788 & 8.199 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{x}^{(2)} = \begin{bmatrix} -0.2 \\ 0.9 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 8.820 & -1.986 \\ -1.788 & 8.199 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0.212 \\ 0.279 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.233 \\ 0.8586 \end{bmatrix}$$

El resultado de la tercera iteración es:

$$\mathbf{x}^{(3)} = \begin{bmatrix} -0.236 \text{ rad} \\ 0.8554 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -13.52^0 \\ 0.8554 \end{bmatrix}$$

Al momento de realizar el cálculo de $\mathbf{f}(\mathbf{x}^{(3)})$ para la cuarta iteración se aprecia que el resultado es sumamente pequeño de tal manera que, si es menor a un valor de error admitido, por ejemplo 0.001, se concluye que el algoritmo ha obtenido convergencia y se han encontrado las soluciones a las ecuaciones.

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}^{(3)}) = \begin{bmatrix} 0.0000906 \\ 0.0001175 \end{bmatrix}$$

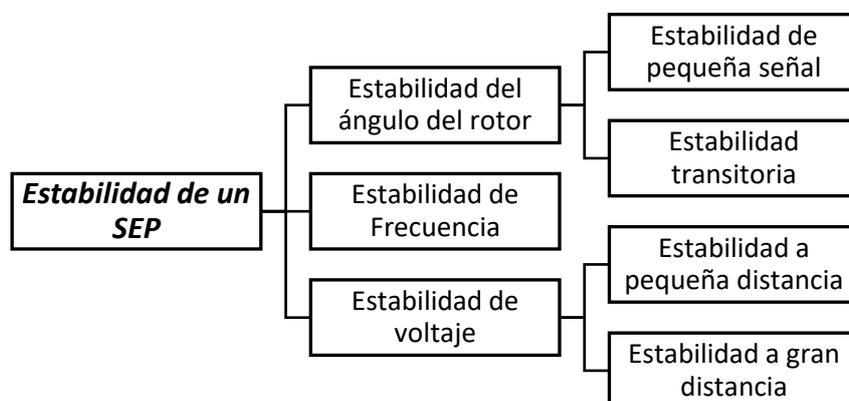
Para un mayor detalle y estudio del método de Newton-Raphson, revisar las referencias [11], [13], [14], [15].

2.2 Estabilidad

Un sistema eléctrico de potencia (SEP), puede estar sujeto a varios fenómenos o problemas que afecten su normal y correcto funcionamiento; la estabilidad en un SEP se define como la capacidad de este de recuperar un estado operativo de equilibrio inicial luego de estar expuesto a una perturbación que modifique su normal funcionamiento sin que los generadores pierdan sincronismo o tengan desviaciones de frecuencia y magnitud de voltaje inaceptables.

La estabilidad en sistemas de corriente alterna indica una condición en donde varias máquinas síncronas del sistema permanecen *en paso* o en sincronismo entre sí.

Una clasificación de la estabilidad se puede observar en el siguiente cuadro:



La estabilidad angular ha sido la principal causa de análisis durante décadas, en este contexto, la estabilidad transitoria hace referencia a una perturbación importante que puede poner en peligro el funcionamiento de una o varias máquinas sincrónicas y por ende traería graves consecuencias en un SEP.

2.2.1 Estabilidad transitoria

La estabilidad transitoria está relacionada con problemas graves de funcionamiento debido a condiciones anormales de operación y representa la capacidad del SEP de mantener el sincronismo de todas sus unidades generadoras cuando es sometido a una perturbación severa como por ejemplo la pérdida de generación, las operaciones de cambio de línea, las fallas y los cambios bruscos de carga [16].

Luego de un evento anormal o perturbación, cambian los ángulos de potencia de la máquina síncrona y sus frecuencias experimentan desviaciones transitorias respecto a la frecuencia sincrónica (60 Hz).

El problema de la Estabilidad transitoria se puede explicar de la siguiente manera:

La estabilidad es un problema de equilibrio entre dos fuerzas opuestas: el torque mecánico y el torque electromagnético. En estado de operación normal estas fuerzas están balanceadas; en cambio, en situaciones de inestabilidad, estas fuerzas están desbalanceadas, lo que puede producir una aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas. El sincronismo es mantenido a través del desarrollo de fuerzas restauradoras.

El cambio en el torque electromagnético puede darse debido a dos componentes: *a)* torque sincronizante y *b)* torque de amortiguamiento. La falta de torque sincronizante resulta en una inestabilidad aperiódica; es decir, el ángulo del rotor se incrementa constantemente. En cambio, una falta de torque de amortiguamiento provoca oscilaciones del ángulo cuya magnitud se incrementa con el tiempo.

Las máquinas sincrónicas están interconectadas por líneas de transmisión; suponiendo que una línea de transmisión del sistema inicialmente se encuentra operando en estado estable con una alta cargabilidad y en determinado momento se produce una falla en esta línea, las protecciones abrirán sus extremos para despejar la falla, lo que representa un problema grave por pérdida de una línea de transmisión. Un SEP debe ser capaz de permanecer íntegro cuando no existan disparos de generadores o cargas, excepto aquel elemento desconectado para eliminar la falla.

El SEP responde a una perturbación de estas características mediante grandes variaciones de los ángulos de los generadores síncronos y grandes oscilaciones de los flujos de potencia, de los voltajes y de otras variables del sistema [16]. Si la separación angular entre generadores síncronos permanece acotada, entonces el sistema mantiene el sincronismo.

Por otro lado, si el sistema pierde el sincronismo, esto resultará en incremento progresivo en la separación angular de los rotores del generador o en una disminución progresiva de los voltajes de barra. Una condición inestable puede conducir a salidas en cascada de los elementos de un SEP.

Cabe aclarar que la misma red ante la misma perturbación, puede ser estable o inestable y esto dependerá del tipo de perturbación o también de si ésta se da a hora valle u hora pico por mencionar algunos factores.

2.2.2 Estabilidad de pequeña señal

La estabilidad de pequeña señal es la habilidad del SEP de permanecer en sincronismo cuando ocurren pequeños disturbios como pequeñas variaciones de carga y generación. Un disturbio es considerado pequeño si, para motivos de análisis, es posible linealizar las ecuaciones del sistema.

Los problemas de pequeña señal comúnmente se asocian con la pobre amortiguación a las oscilaciones (falta de torque de amortiguamiento) luego de ocurrida una falla o disturbio. [17]

La estabilidad del sistema está determinada por los valores propios (eigenvalores) correspondientes a un modo característico de la curva analizada. Cada valor propio corresponde a un modo dinámico, la estabilidad del sistema está determinada por los valores propios de la siguiente manera: [18]

1. Un eigenvalor real corresponde a un modo no oscilatorio, tal que:
 - Un eigenvalor real negativo representa un modo en decaimiento. Cuanto mayor es su magnitud, más rápido es su decaimiento [18].
 - Un eigenvalor positivo representa inestabilidad aperiódica [18].

2. Los eigenvalores complejos se producen en pares conjugados, y cada par corresponde a un modo oscilatorio. El componente real de los valores propios da la amortiguación (damping), y el componente imaginario da la frecuencia de oscilación, tal que:

- Una parte real negativa representa una oscilación amortiguada [18].
- Una parte real positiva representa una oscilación de mayor amplitud [18].

De forma resumida, podemos decir que los puntos de equilibrio se pueden clasificar como:

- *Estable*: si la parte real de todos los eigenvalores es negativa, es decir, todos los eigenvalores están a la izquierda del plano complejo.
- *Inestable*: si la parte real de al menos uno de los eigenvalores es positiva, es decir, al menos uno de los eigenvalores en la mitad derecha del plano complejo.
- *Bifurcación*: si la parte real de al menos uno de los eigenvalores es cero, es decir, al menos uno de los eigenvalores se encuentra en el eje imaginario del plano complejo.

El componente real de los eigenvalores da la amortiguación (σ Damping), y el componente imaginario da la frecuencia de oscilación (f Hz) tal como se expone en la Ecuación (2.7), donde f está en función de ω .

$$\lambda = \sigma \pm j\omega \quad (2.7)$$

Una parte real negativa representa una oscilación amortiguada mientras que una parte real positiva representa una oscilación de amplitud creciente.

La frecuencia de oscilación se obtiene usando la Ecuación (2.8)

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (2.8)$$

El factor de amortiguamiento en porcentaje que definirá si el sistema puede considerarse crítico o no es el expresado en la Ecuación (2.9):

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (2.9)$$

Por razones operativas de seguridad, se considera un factor de amortiguamiento mínimo del 5% para ser considerado como un valor mínimamente aceptable y cualquier modo de oscilación con un factor de amortiguamiento igual o inferior al 5% se considera crítico y se deben tomar medidas apropiadas con el fin de mejorar la amortiguación [2].

Una de las herramientas y métodos usados para el análisis y determinación del factor de amortiguamiento es el análisis de los resultados de la simulación aplicando los

métodos "Prony", el mismo señala los modos críticos y sus valores propios o eigenvalores.

El método de Prony es una técnica para estimar los componentes modales presentes en una señal. Cada componente modal está definido por cuatro parámetros de frecuencia, magnitud, fase y amortiguación (eigenvalores) [19]. La obtención de estos valores propios supone una ventaja en comparación con otras técnicas de análisis de señal oscilatoria como las de Fourier.

El método Prony consiste en resolver un conjunto de ecuaciones lineales basado en un modelo exponencial de señales de datos de series de tiempo, el modelo se presenta en la Ecuación (2.10) [20]:

$$y_t = \sum_{i=1}^p c_i z_i^t \quad t = 0, 1, \dots, 2p-1 \quad (2.10)$$

Su representación matricial sigue la matriz de Vandermonde como $y = Vc$ como sigue:

$$V = \begin{pmatrix} 1 & 1 & \dots & 1 \\ z_1 & z_2 & \dots & z_p \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ z_1^{2p-1} & z_2^{2p-1} & \dots & z_p^{2p-1} \end{pmatrix}; \quad c = \begin{pmatrix} c_1 \\ c_2 \\ \vdots \\ c_p \end{pmatrix}$$

Para su reducción, se puede emplear una matriz predictorora A^T , es decir:

$$A^T y = 0 \quad (2.11)$$

Donde:

$$A^T = \begin{pmatrix} a_p & \dots & a_1 & 1 & 0 \\ & \ddots & & \ddots & \\ 0 & & a_p & \dots & a_1 \end{pmatrix}$$

Los coeficientes obtenidos sirven como coeficientes para el siguiente polinomio predictor, para esto se requiere resolver estas ecuaciones lineales para coeficientes a_i .

Finalmente, el método Prony pasa de la ecuación (2.11) a escribirse como se ve en la ecuación (2.12) [20]:

$$z = -Ya \quad (2.12)$$

Donde:

$$y = VB \quad z = \begin{pmatrix} y_p \\ y_{p+1} \\ \vdots \\ y_{2p-1} \end{pmatrix}; \quad Y = \begin{pmatrix} y_0 & y_1 & \cdots & y_{p-1} \\ y_1 & y_2 & \cdots & y_p \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{p-1} & \cdots & & y_{2p-2} \end{pmatrix}; \quad a = \begin{pmatrix} a_p \\ \vdots \\ a_1 \end{pmatrix}$$

Los parámetros B_i son calculados para encontrar su magnitud y fase mediante la Ecuación modal (2.13) [20]:

$$y = VB \quad (2.13)$$

Igualmente, se requiere resolver los sistemas de ecuaciones de Vandermonde siguientes:

$$\begin{pmatrix} y_0 \\ y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_{p-1} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & \cdots & 1 \\ z_1 & z_2 & \cdots & z_p \\ z_1^2 & z_2^2 & \cdots & z_p^2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ z_1^{p-1} & z_2^{p-1} & \cdots & z_p^{p-1} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ \vdots \\ B_p \end{pmatrix}$$

El sistema consta de p ecuaciones por p incógnitas y permite conocer los valores de frecuencia, amplitud, fase y coeficiente de amortiguamiento (Damping); del mismo, interesa saber el coeficiente de amortiguamiento y la frecuencia tal y como se muestra en las Ecuaciones (2.8) y (2.9).

Al usar el método Prony, se adapta mejor un modelo de orden reducido a un sistema de orden superior tanto en el dominio de tiempo como en el de frecuencia.

2.3 Ecuación de Oscilación

2.3.1 Leyes de rotación

La máquina sincrónica es un cuerpo giratorio, por lo tanto en ella rigen leyes de la mecánica aplicables a cuerpos giratorios [21].

Las cantidades fundamentales de la mecánica son longitud (x), masa (m) y tiempo (t), a partir de sus definiciones generales y fundamentales se relacionarán de manera directa con parámetros dinámicos propios de una máquina eléctrica.

La Tabla 2.2 muestra un resumen de las ecuaciones lineales de estas cantidades:

Tabla 2.2 *Cantidades mecánicas aplicadas a la Traslación* [21]

Cantidad	Ecuación
Velocidad	$v = \frac{dx}{dt}$
Aceleración	$a = \frac{dv}{dt}$
Fuerza	$F = ma$
Momentum	$M' = mv$
Trabajo	$W = \int Fdx$
Potencia	$P = \frac{dW}{dt}$

Un generador eléctrico síncrono es una máquina rotatoria, por lo tanto, se debe considerar el concepto de ángulo.

Un ángulo se define, con referencia a un arco circular con su centro en el vértice del ángulo, como la proporción de arco s a radio r [21], por lo tanto la Ecuación (2.14) define este término.

$$\theta = \frac{s}{r} \quad (2.14)$$

Con la introducción de este concepto, se puede afirmar que en una máquina giratoria se contempla velocidad angular y aceleración angular, los mismos siguen por analogía las definiciones de velocidad lineal y aceleración lineal mostradas en la Tabla 2.2.

Con base en lo anterior, la velocidad angular se presenta en la Ecuación (2.15)

$$\omega = \frac{d\theta}{dt} \quad (2.15)$$

y la aceleración angular es la que se representa en la Ecuación (2.16):

$$\alpha = \frac{d\omega}{dt} = \frac{d^2\theta}{dt^2} \quad (2.16)$$

Siguiendo parámetros análogos de definiciones lineales, se introduce el concepto de torque mecánico, que es la fuerza que producen los cuerpos en rotación.

El torque mecánico en un cuerpo debido a una fuerza tangencial F a una distancia r desde el eje de rotación es representada mediante la Ecuación (2.17) [21].

$$T = rF \quad (2.17)$$

Un torque total se considera como la suma infinitesimal de todas sus fuerzas y se denota mediante una integral tal como sigue en la Ecuación (2.18).

$$T = \int rF \quad (2.18)$$

Tanto el trabajo como el torque son productos de fuerza y distancia; pero en el caso del trabajo se usa la componente de fuerza paralela a la distancia, y en el caso del torque se usa la componente de fuerza perpendicular a la distancia [21].

El momento de inercia de un cuerpo giratorio puede ser expresado mediante la Ecuación (2.19) y el trabajo realizado mediante la Ecuación (2.20):

$$I = \int r^2 dm \quad (2.19)$$

$$W = \int Td\theta \quad (2.20)$$

La Tabla 2.3 muestra un resumen de las cantidades mecánicas aplicadas a la rotación de un cuerpo:

Tabla 2.3 Cantidades mecánicas aplicadas a la Rotación

Cantidad	Ecuación
Ángulo	$\theta = \frac{s}{r}$
Velocidad angular	$\omega = \frac{d\theta}{dt}$
Aceleración angular	$\alpha = \frac{d\omega}{dt} = \frac{d^2\theta}{dt^2}$
Torque	$T = rF$
Momento de inercia	$I = \int r^2 dm$
Mometum angular	$M = I\omega$

La Tabla 2.4 muestra las relaciones y analogías entre cantidades de traslación y rotación:

Tabla 2.4 *Relaciones entre cantidades de Traslación y Rotación*

Traslación	Rotación
s	θ
v	ω
a	α
m	I
F	T
M'	M
$F = ma$	$T = I\alpha$
$W = \int Fds$	$W = \int Td\theta$
$P = M'a$	$P = T\omega = M\alpha$
$M' = mv$	$M = I\omega$
$W = \frac{1}{2}M'v$	$W = \frac{1}{2}M\omega$
$F = \frac{dM'}{dt}$	$T = \frac{dM}{dt}$

2.3.2 Ecuación de Oscilación

De la Tabla 2.4 y refiriéndonos al torque ($T = I\alpha$), se establece que el par es igual al producto de la aceleración angular y el momento de inercia.

Aquí, T representa el torque neto, es decir la suma de todos los torques que actúan sobre la máquina, incluyendo torque del eje, torque debido a pérdidas rotacionales y torque electromagnético.

El torque de una máquina puede dividirse en torque mecánico y torque electromagnético:

T_m : torque del eje (torque mecánico)

T_e : torque electromagnético (torque eléctrico)

Considerando un generador, ambos se toman como positivos, es decir, con entrada mecánica y salida eléctrica [21].

El torque neto o total que produce la aceleración ($T_a \rightarrow$ torque acelerante) resulta de la diferencia entre el torque de aceleración del eje y el torque de retardo electromagnético, tal como se muestra en la Ecuación (2.21).

$$T_a = T_m - T_e \quad (2.21)$$

Bajo condiciones normales de funcionamiento, esta diferencia es cero, sin embargo, durante las perturbaciones consideradas en estabilidad transitoria, existirá una diferencia y significará que existe aceleración o retardo dependiendo si el torque neto T_a resulta positivo o negativo.

De la Tabla 2.3 se considera el valor de la aceleración angular α como la segunda derivada del ángulo y así se expresaría el torque mediante la Ecuación (2.22).

$$T = I \frac{d^2\theta}{dt^2} \quad (2.22)$$

Esto lleva a buscar la solución de la Ecuación (2.22) con el fin de obtener el valor de la posición angular θ en función del tiempo t .

Cuando se habla de posición angular, normalmente se considera un eje fijo sobre el cuál se medirá un desplazamiento angular, sin embargo y considerando el hecho de que es una máquina síncrona, resulta conveniente usar un eje de referencia a velocidad síncrona ω_s en lugar de un eje fijo, sobre este se va a medir el desplazamiento o posición angular δ (ángulo de desplazamiento del rotor con respecto a un eje de referencia que gira a velocidad normal o nominal) y la velocidad angular.

Dicho desplazamiento angular será expresado mediante la Ecuación (2.23).

$$\delta = \theta - \omega_1 t \quad (2.23)$$

Donde ω_1 es la velocidad síncrona normal nominal.

Derivando respecto al tiempo se tiene la Ecuación (2.24)

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{d\theta}{dt} - \omega_1 \quad (2.24)$$

la segunda derivada de la Ecuación (2.24) se expresa en la Ecuación (2.25).

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d^2\theta}{dt^2} \quad (2.25)$$

Con lo cual se obtiene la Ecuación (2.26) que expresa el torque en función del desplazamiento angular.

$$T = I \frac{d^2\theta}{dt^2} \quad \rightarrow \quad T = I \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (2.26)$$

Ahora, si se considera que este torque T equivale a un torque neto T_a , se tiene la Ecuación (2.27), de acuerdo a [21]:

$$I \frac{d^2\delta}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (2.27)$$

La Ecuación (2.27) hace referencia al torque que se tiene a la salida de la máquina, sin embargo, cuando se habla de máquinas generadoras usualmente se relaciona a la potencia de salida de generación eléctrica.

De la Tabla 2.4, en el apartado de Rotación, se observa que la Potencia puede ser obtenida a partir del torque T y su velocidad ω , y multiplicando a la ecuación anterior por dicha velocidad se tiene la Ecuación de Oscilación dada por (2.28), según [21]:

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (2.28)$$

En un sistema de varias máquinas, se puede tener una ecuación de este tipo para cada una de las referidas máquinas.

Cabe recalcar que el momento angular M no es necesariamente constante ya que luego de una perturbación, las oscilaciones provocan una variación de la velocidad ω , sin embargo, este cambio de velocidad antes de que se pierda el sincronismo es tan pequeño en comparación con la velocidad normal ω_1 que si se considera a M como constante no se introduce un error significativo en la ecuación.

Con esta consideración se introduce el término “*constante de inercia de la máquina*” que nos es más que asumir el momento angular M como constante bajo una velocidad normal ω_1 ($M = I\omega_1$).

2.3.3 Constante de Inercia

Como ya se conoció anteriormente, la constante de inercia parte del hecho de considerar a M como un valor fijo dependiente de una velocidad normal ω_1 que estará antes de darse una perturbación.

En estudios de estabilidad se consideran las siguientes unidades para:

P_a : Megavatios o p.u

δ : Grados eléctricos

t : Segundos

Para las unidades de M se debe tener las siguientes consideraciones:

- Si P_a está en megavatios, M debe estar en [megavatios * grado eléctrico * segundo] ó [megajoule-segundo * grado eléctrico].
- Si P_a está en p.u, M tendrá un valor por unidad p.u.

La Tabla 2.5, muestra un resumen de las fórmulas usadas para calcular la constante de inercia en [megajoule-segundo * grado eléctrico]. Cualquiera de las ecuaciones ahí expuestas es válida para calcular la constante de inercia.

Tabla 2.5 Fórmulas usadas para calcular la constante de inercia [21]

Constante de inercia	Ecuación
$M =$	$\frac{N}{180f}$
$M =$	$1.28 \times 10^{-12} \frac{WR^2 n^2}{f}$
$M =$	$1.54 \times 10^{-10} \frac{WR^2 n}{p}$
$M =$	$1.84 \times 10^{-8} \frac{WR^2 f}{p^2}$

Donde:

N : Energía cinética en megajoule

f : Frecuencia en ciclos por segundo

WR^2 :	Momento de inercia en libra-pie ²
n :	Velocidad en revoluciones por minuto
p :	Número de polos
G :	Potencia aparente nominal de la máquina

Para optimizar los resultados, existe otra constante muy utilizada, la cual es denotada por H , que es igual a la energía cinética (a velocidad nominal) dividida por la potencia aparente nominal de la máquina [21]. Esta se puede observar en la Ecuación (2.29).

$$H = \frac{N}{G} \quad \rightarrow \quad N = GH \quad (2.29)$$

De la Tabla 2.5, podemos expresar la constante de inercia en función de H cómo sigue en la Ecuación (2.30):

$$M = \frac{GH}{180f} \quad (2.30)$$

La constante H tiene la ventaja de presentar un valor característico o conjunto de valores para cada máquina siendo similar a la reactancia en por unidad de estas.

A continuación, se presenta en la Tabla 2.6 un resumen de valores de H para diferentes máquinas rotativas:

Tabla 2.6 Valores de H para diferentes máquinas rotativas [21]

Tipo de máquina	H a velocidad nominal
Motores síncronos	2
Condensador síncrono	
Grande	1,25
Pequeño	1
Convertidores rotativos	2
Motores de inducción	0,5

El valor de H para una máquina dada varía inversamente a la base, mientras que la reactancia por unidad varía directamente como base.

2.3.4 Solución de la Ecuación de Oscilación, solución Punto a Punto

Como ya se conoce, la ecuación de oscilación que rige el movimiento de cada máquina de un sistema es la presentada en la Ecuación (2.28).

En este punto es necesario recordar que la potencia eléctrica (P_e) entre dos barras de un SEP depende de la magnitud y diferencia angular de los voltajes entre estos dos puntos y de la impedancia que conecta a las dos barras. Aplicado a un generador, uno de los voltajes será del voltaje interno de la máquina (E_1) y el otro será de la barra a la cual se conecta el generador (E_2), mientras que la impedancia (x) será la existente entre estas dos barras. De acuerdo a [22] y [23], el producto de estos voltajes dividido para la impedancia, da lugar a una potencia eléctrica máxima (P_{\max}) tal como se muestra en la Ecuación (2.32). Finalmente, la potencia eléctrica varía de forma sinusoidal de la diferencia de ángulo de los voltajes lo que, claramente, permite establecer una relación potencia – ángulo que se muestra en la Ecuación (2.31).

$$P_e = \frac{E_1 E_2}{x} \text{sen} \delta \quad (2.31)$$

$$P_{e.\max} = \frac{E_1 E_2}{x} \quad (2.32)$$

Donde:

E_1 : Voltaje interno

E_2 : Voltaje en la barra infinita

x : Reactancia síncrona total entre las barras E_1 y E_2 [pu]

Con lo cual la potencia eléctrica puede ser expresada según la Ecuación (2.33) de [23]:

$$P_e = P_{e.\max} \text{sen} \delta \quad (2.33)$$

Entonces la ecuación de oscilación puede ser expresada con la Ecuación (2.34) según [21]:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_{e.\max} \text{sen} \delta \quad (2.34)$$

De acuerdo con la ecuación de oscilación, δ está en función de t por lo que una solución gráfica de esta ecuación se conoce como *curva de oscilación* [21].

El análisis y exploración de estas curvas permitirán determinar si una máquina permanece en sincronismo luego de haber sufrido una perturbación.

La Figura 2–4 permite observar este tipo de curvas, considerando diferentes métodos de solución más adelante explicados.

Sistemas conformados por varias máquinas involucran tener igual número de ecuaciones de oscilación que el número de máquinas del sistema ya que parámetros como la potencia de aceleración P_a dependen de las posiciones angulares y también de las velocidades angulares de las máquinas que conforman dicho sistema.

Una solución formal de la ecuación de oscilación no resulta factible ya que al momento de considerar $P_e = 0$ se involucran integrales elípticas [21].

La solución Punto a Punto o solución Paso a Paso es la más factible y mayormente utilizada al momento de resolver de manera analítica ecuaciones de oscilación, involucra soluciones numéricas a ecuaciones diferenciales o integrales dependiendo del tipo del método numérico usado para describir el circuito eléctrico.

Consideraciones de la solución Punto a Punto:

- Se supone que una o más de las variables son constantes o varían de acuerdo con las leyes asumidas durante un breve intervalo de tiempo Δt .
- Como resultado de las suposiciones realizadas, las ecuaciones pueden resolverse para los cambios en las otras variables durante el mismo intervalo de tiempo.
- A partir de los valores de las otras variables al final del intervalo, se pueden calcular nuevos valores para las variables que se asumieron constantes.
- Estos nuevos valores se usan luego en el siguiente intervalo de tiempo.
- Se acostumbra a suponer que la potencia de aceleración y, por lo tanto, la aceleración es constante durante cada intervalo de tiempo, aunque tiene valores diferentes en diferentes intervalos.
- Con esta suposición, una solución de la ecuación de oscilaciones puede ser obtenida durante un intervalo de tiempo particular.

La solución consiste en predecir valores de δ y ω , es decir se parte del hecho de considerar valores iniciales y conocidos de estas constantes para un intervalo de tiempo determinado, al resolver la ecuación, obtenemos nuevos valores de δ y ω que serán los valores iniciales para el siguiente intervalo de tiempo, y se continúa de esta manera hasta concluir con todos los valores que se deseen conocer en el intervalo de tiempo. Además, se asume un valor constante de P_a en el intervalo de tiempo.

Para obtener esta solución se contemplan dos métodos Punto a Punto diferentes:

2.3.4.1 Método 1 [21]

De los dos métodos, este es el menos preciso, en este caso se supone que la potencia de aceleración P_a es constante a lo largo de un intervalo de tiempo Δt y tiene el valor calculado para el comienzo del intervalo, no se hacen más suposiciones.

Partiendo de la ecuación de oscilación y despejando, se tiene la Ecuación (2.35):

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a \quad \rightarrow \quad \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{P_a}{M} \quad (2.35)$$

El resultado de integrar la Ecuación (2.35) respecto al tiempo da como resultado la Ecuación (2.36):

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega = \omega_0 + \frac{P_a}{M} t \quad (2.36)$$

Integrando una vez la Ecuación (2.36) se obtiene la Ecuación (2.37):

$$\delta = \delta_0 + \omega_0 t + \frac{P_a}{M} \cdot \frac{t^2}{2} \quad (2.37)$$

Las Ecuaciones (2.36) y (2.37) proporcionan respectivamente:

- ω , que es la diferencia de velocidad de la máquina respecto de la velocidad nominal.
- δ , que es el desplazamiento angular del rotor con respecto a un eje de referencia que gira a velocidad nominal.

δ_0 y ω_0 son los valores de \mathcal{S} y ω , respectivamente, al comienzo del intervalo.

Estas ecuaciones se mantienen para cualquier instante de tiempo t durante el intervalo en el que P_a es constante, pero se requiere saber los valores de \mathcal{S} y ω al final del intervalo, por lo que se debe considerar que:

- El subíndice n denota cantidades al final del n ésimo intervalo. (Este subíndice n no tiene relación alguna con el subíndice N usado en las Ecuaciones de flujos de potencia)
- Igualmente, $n-1$ denota cantidades al final del intervalo $(n-1)^{th}$, que es el comienzo del n ésimo intervalo.
- Δt es la duración del intervalo.

Reemplazando t por Δt en las Ecuaciones (2.36) y (2.37), se obtiene la Ecuación (2.38) que denotan el exceso de velocidad y desplazamiento angular en el n ésimo intervalo:

$$\begin{aligned}\omega_n &= \omega_{n-1} + \frac{\Delta t}{M} P_a (n-1) \\ \delta_n &= \delta_{n-1} + \Delta t \omega_{n-1} + \frac{\Delta t}{2M} P_a (n-1)\end{aligned}\tag{2.38}$$

Los incrementos de velocidad y ángulo durante el n ésimo intervalo son los expuestos en las Ecuaciones (2.39) y (2.40):

$$\Delta \omega_n = \omega_n - \omega_{n-1} = \frac{\Delta t}{M} P_a (n-1)\tag{2.39}$$

$$\Delta \delta_n = \delta_n - \delta_{n-1} = \Delta t \omega_{n-1} + \frac{(\Delta t)^2}{2M} P_a (n-1)\tag{2.40}$$

El intervalo de tiempo Δt debe ser lo suficientemente corto para proporcionar la precisión requerida, pero no tan corto como para aumentar indebidamente el número de puntos que se calcularán en una curva de oscilación dada.

El inconveniente que presenta este método es que conforme va calculando nuevos valores para \mathcal{S} y ω , va acumulando un error, el cual será mayor conforme el Δt se incrementa. La Figura 2-2 muestra un ejemplo de curva real y asumida usando el método 1:

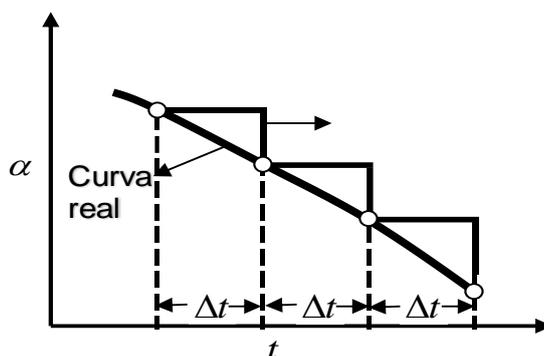


Figura 2-2 Curva real y supuesta de aceleración vs tiempo, cálculo punto a punto, método 1

En este caso se puede observar que, al considerar valores finales en cada intervalo, el error aumenta respecto al valor real.

2.3.4.2 Método 2

La mayor parte del error causado al suponer que la aceleración es constante durante un intervalo de tiempo puede eliminarse utilizando el valor de aceleración correspondiente a la mitad del intervalo del tiempo Δt , en lugar de usar el valor correspondiente al inicio del intervalo Δt como sugiere el método 1 [21].

El método 2 plantea la suposición de que la aceleración durante un intervalo es constante en su valor calculado para la mitad del intervalo; es decir, la aceleración, calculada al comienzo de un intervalo de tiempo particular, se supone que permanece constante desde la mitad del intervalo precedente hasta la mitad del intervalo considerado.

Se supone, además, que el cambio en la velocidad ocurre como un paso en la mitad del período, es decir, en $t = (n-1)\Delta t$, que es el mismo instante para el que se calculó la aceleración.

Este método, utiliza los puntos medios de cada intervalo, por lo tanto, la velocidad será constante en el valor $\omega_{n-1/2}$, la posición angular en este instante es δ_{n-1}

El cambio en la posición angular durante el n ésimo intervalo es el mostrado en la Ecuación (2.41):

$$\Delta\delta_n = \Delta t \cdot \omega_{n-1/2} \quad (2.41)$$

y la posición al final del intervalo es representada por la Ecuación (2.42):

$$\delta_n = \delta_{n-1} + \Delta\delta_n \quad (2.42)$$

Se puede representar el cambio en la posición angular sin que esta dependa de la velocidad usando la Ecuación (2.43) de [21].

$$\Delta\delta_n = \Delta\delta_{n-1} + \frac{(\Delta t)^2}{M} P_{a(n-1)} \quad (2.43)$$

la velocidad, se puede obtener a partir de la Ecuación (2.44) según [21]:

$$\omega_{n-1/2} = \frac{\Delta\delta_n}{\Delta t} \quad (2.44)$$

Al calcular el incremento de ángulo que ocurre durante el primer intervalo después de que se produce una falla a $t = 0$, la Ecuación (2.43) que representa el cambio en la posición angular se convierte en la Ecuación (2.45).

$$\Delta\delta_1 = \frac{(\Delta t)^2}{M} \cdot \frac{P_{a0+}}{2} \quad (2.45)$$

donde P_{a0+} es la potencia de aceleración inmediatamente después de la ocurrencia de la falla.

El método 2 resulta más efectivo que el método 1, pues al considera puntos medios y no finales, se logra una mayor aproximación en el resultado, la Figura 2–3 muestra un ejemplo de curva real y asumida usando el método 2:

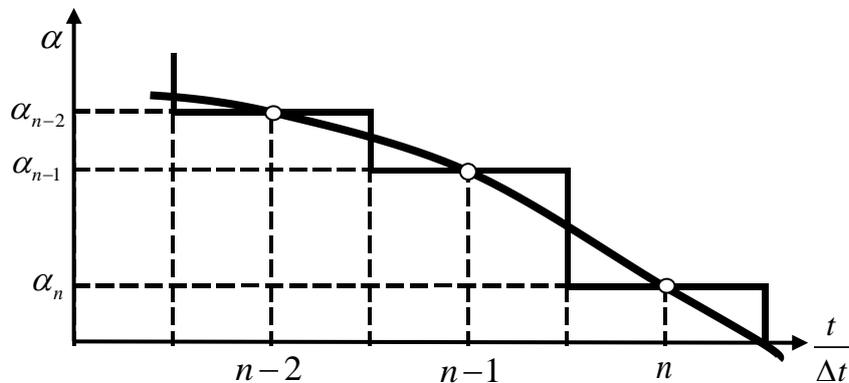


Figura 2–3 Curva real y supuesta de aceleración vs tiempo, cálculo punto a punto, método 2

De acuerdo con la gráfica, el uso del método 2 supone una notable reducción en el error del cálculo respecto a la curva real, ya que como se observa se considera puntos intermedios que, ante un aumento de Δt , no introduce un error tan grande como se da con el uso del método 1.

2.3.4.3 Ejemplos de aplicación de la solución de la ecuación de oscilación, Punto a Punto mediante el Método 1, Método 2 y su solución formal

El desarrollo de los siguientes ejemplos se realizará usando Python (Anaconda, Spider), para este fin se usará el ejercicio 2 y 4 de la referencia [21].

Considere una máquina de 60 ciclos para lo cual $H = 2.7$ Mj. por Mva. y que está funcionando inicialmente en el estado estable con entrada y salida de 1.00 por unidad y un desplazamiento angular de 45 grados eléctricos. con respecto a una barra infinita. Cuando ocurre una falla, suponga que la entrada permanece constante y que la salida está dada por: [21]

$$P_e = \frac{\delta}{90^\circ}$$

a pesar de que la amplitud de la oscilación puede ser grande. Obtenga la curva de oscilación mediante (a) la solución formal, (b) solución punto a punto usando el método 1 y (c) solución punto a punto usando el método 2. [21]

La solución formal propuesta para este problema en [21] para el desplazamiento angular se resuelve mediante la Ecuación (2.46):

$$\delta = \frac{\pi}{2} - \frac{\pi}{4} \cos \sqrt{\frac{2}{\pi M}} t \quad (2.46)$$

El código que resuelve este ejercicio se puede ver en el Anexo 1.

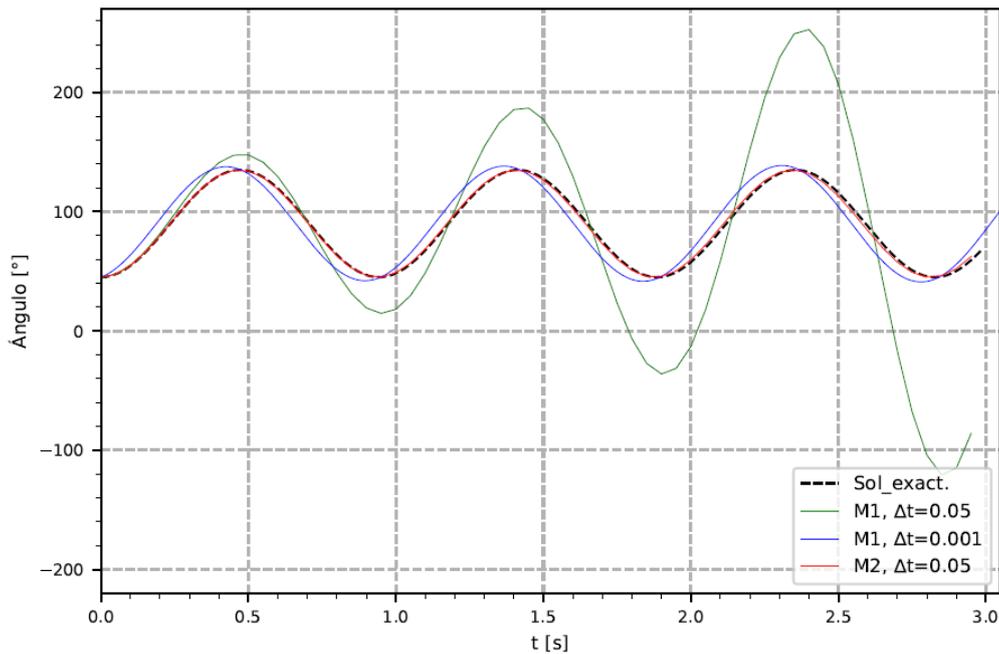


Figura 2–4 Curvas de oscilación calculadas a partir de una solución formal de la ecuación de oscilación y cálculo Punto a Punto, usando método 1 y método 2 (Ejercicio 2 [21])

Este ejemplo demostró que las curvas de oscilación calculadas por el método 1 están sujetas a un error acumulativo considerable, tal como se muestra en la Figura 2–4, que se manifiesta por un aumento en la amplitud y el período de oscilación, especialmente en la amplitud, con respecto a la curva obtenida mediante una solución formal [21]. Como se puede observar, en el método 1, la amplitud calculada aumenta con cada oscilación, y por lo tanto aparenta una inestabilidad de la máquina.

La superioridad del método 2 sobre el método 1 es evidente al analizar las curvas de la Figura 2–4, el método 2 con el mismo tiempo (0.05) logra una gran aproximación a la curva de solución formal o real.

Para abarcar un sistema real se da solución al ejercicio 4 de la referencia [21],

Un generador de 25 MVA, 60 Hz, entrega 20 MW a través de dos líneas de transmisión a un sistema que puede ser considerado como barra infinita. La unidad de generación tiene una energía cinética de 2.76 MJ/MVA a la velocidad nominal. La reactancia transitoria de eje directo es de 0.3 pu. Las líneas de transmisión tienen resistencia despreciable y una reactancia de 0.2 pu a una potencia base de 25 MVA. El voltaje detrás de la reactancia transitoria del generador es de 1.03 pu y el voltaje del sistema es de 1.0 pu. Un cortocircuito trifásico ocurre a la mitad de una de las líneas de transmisión y es despejada en 0.4 segundos mediante la apertura simultánea de los interruptores de ambos extremos de la línea de transmisión. Calcule y dibuje la curva de oscilación del generador para 1 segundo.

El código que resuelve este ejercicio se puede ver en el Anexo 2.

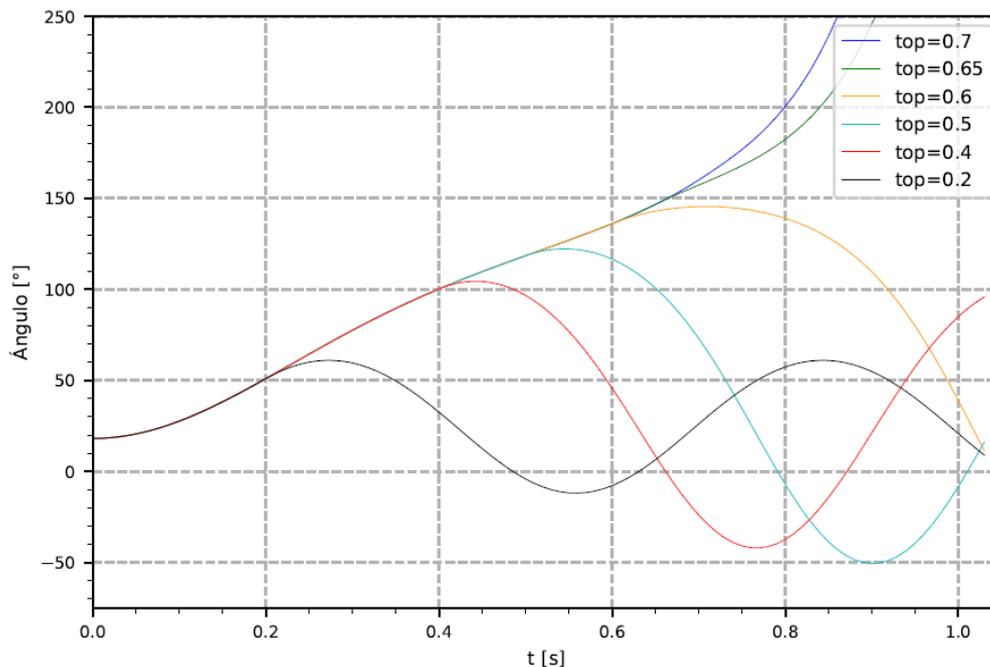


Figura 2–5 Curvas de oscilación del generador durante 1 segundo a diferentes intervalos de tiempo

Según la Figura 2–5, es posible afirmar que el sistema es inestable para una falla sostenida y, de acuerdo a las curvas de oscilación se hace una estimación del tiempo crítico de despeje (top), y al analizar se observa que a los 0.5s de despeje de falla el sistema es estable por lo que se tiene que realizar un análisis que en lo posible permita tener un tiempo de despeje más largo.

Luego de la simulación de varias curvas, se concluye que el tiempo crítico de despeje se encuentra entre 0,6 y 0,65 segundos.

2.3.5 Criterio de áreas iguales

Para un sistema de máquina individual o sistema de dos máquinas, el criterio de áreas iguales es un método efectivo para evaluar la estabilidad del SEP. El criterio se puede usar para clasificar rápidamente la estabilidad transitoria, los cálculos rápidos del tiempo crítico de eliminación de fallas y el grado de estabilidad [24].

Pertenece a la clase de los llamados métodos directos de análisis de estabilidad transitoria de los sistemas de potencia [25]. Dicho criterio no puede emplearse para un sistema mayor a 2 máquinas ya que este no requiere necesariamente la solución de la

ecuación de oscilación y su importancia no reside en su uso práctico, debido a que su aplicación es difícil en los sistemas eléctricos reales, sino en su cualidad gráfica e intuitiva [16].

Se parte del hecho que antes de que exista la perturbación en la máquina, esta se encuentra operando en estado estable.

La potencia mecánica P_m inyectada al generador es igual a la potencia eléctrica de salida P_e , por lo que la potencia total acelerante es cero ($P_a = 0$). Bajo estas condiciones de operación estable, la velocidad real del rotor es igual a la velocidad sincrónica, por lo tanto la velocidad relativa del rotor es cero [26].

La relación Potencia-Ángulo presentada en la Ecuación (2.31) permite describir la curva de Potencia de la máquina en función de su desplazamiento angular, la misma expresa que a un ángulo de 90° o $\pi/2$ se tiene una condición de potencia máxima esto se evidencia en la Ecuación (2.32) y en la Figura 2-6.

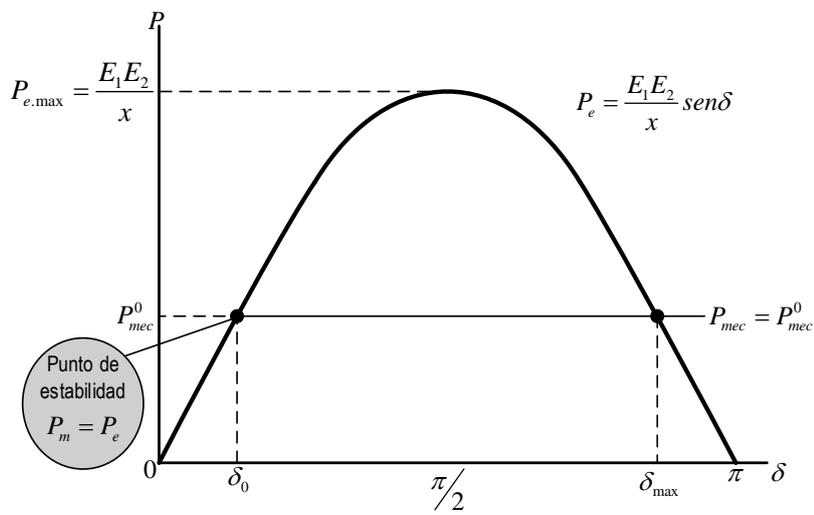


Figura 2-6 Curva Potencia-Desplazamiento angular

Para todo el proceso físico de estabilidad transitoria en la Figura 2-6, antes de un evento anormal, la velocidad del rotor es igual a cero y el sistema es estable, permaneciendo en el punto de estabilidad o equilibrio. Cuando la máquina va a tomar carga, esta se acelera con el fin de soportar dicha carga, en este escenario, la potencia mecánica P_m excede la potencia eléctrica P_e [27]. La potencia mecánica pasa de una P_m^0 a una P_m^1 tal como se muestra en la Figura 2-7.

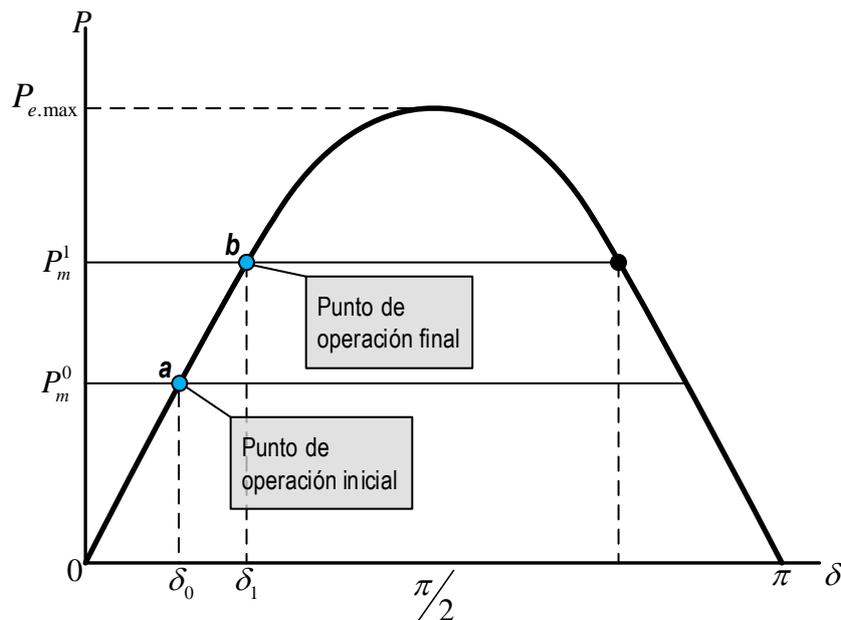


Figura 2–7 Cambio de estado de la Potencia mecánica ante la ocurrencia de una falla

Entre los puntos *a* y *b* la potencia mecánica es mayor a la potencia eléctrica ($P_m > P_e$), esto debido a que, en condiciones anormales de operación, los reguladores aumentan la potencia mecánica aplicada sobre el eje.

La diferencia de potencia de entrada y salida se traduce en una condición de aceleración del generador o potencia de aceleración (A1: área de aceleración), esta condición provoca que la velocidad real del rotor sea diferente a la velocidad sincrónica provocando el incremento de su diferencia angular. El generador continuará en aceleración mientras la potencia mecánica siga siendo mayor a la potencia eléctrica (desde *a* hasta *b*).

El rotor almacenará esta potencia de aceleración en forma de energía cinética y así aumentará su velocidad de rotación hasta el punto *b* en donde la potencia eléctrica es mayor a la potencia mecánica ($P_e > P_m$), esta energía cinética no puede ser inmediatamente absorbida por lo que su velocidad rotórica es aún mayor que la velocidad de sincronismo [26].

Debido a esta energía cinética almacenada la diferencia angular continuará incrementándose desde el punto *b* hasta el punto *c* como se muestra en la Figura 2–8, dando lugar a una nueva condición de desaceleración o potencia de desaceleración (A2: área de desaceleración), aquí el rotor irá perdiendo velocidad, pero hasta que esto ocurra continuará incrementando la diferencia angular o ángulo de potencia.

Esto conlleva a un estado en el cual el rotor oscilará periódicamente, rodeando el punto de equilibrio posterior a la falla [27] hasta que toda la energía que pueda almacenarse en el proceso de aceleración sea entregada en el proceso de desaceleración.

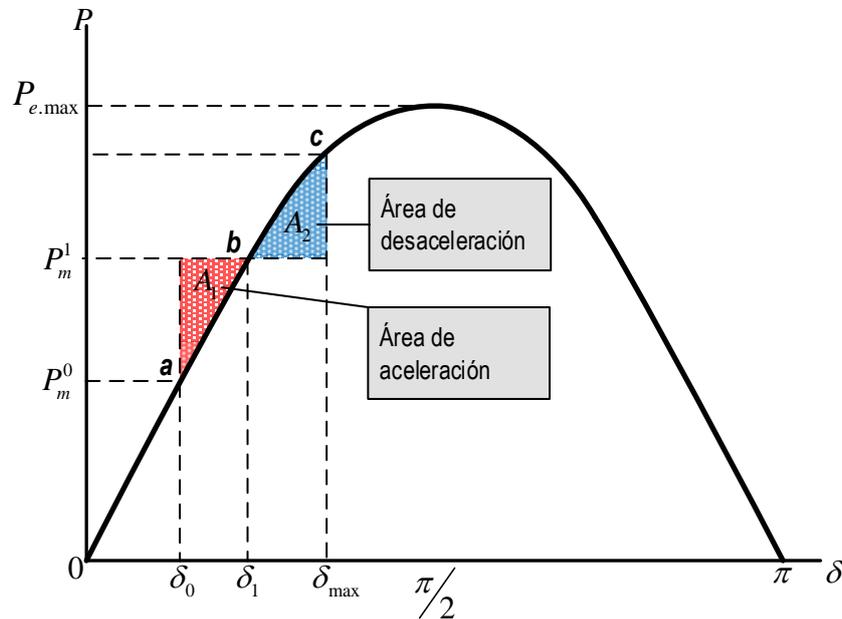


Figura 2-8 Áreas de aceleración y desaceleración en diagrama Potencia-Ángulo

Como se puede observar en la Figura 2-8, bajo las acciones conjuntas opuestas de aceleración en el estado de operación anormal y desaceleración en el estado posterior a dicha operación anormal, se alcanza la posición más alejada o desplazamiento angular máximo δ_{\max} , esto luego disminuye y oscila hasta que finalmente se estabiliza en el nuevo punto de equilibrio δ_1 [27].

Para que existan condiciones de estabilidad, el sistema debe cumplir la ley de conservación de energía, es decir la Potencia acelerante (A_1) debe ser igual a la Potencia desacelerante (A_2). Refiriéndonos a la Figura 2-8, podemos suponer que habrá estabilidad alrededor del punto b con el nuevo ángulo de potencia δ_1 si $A_1 = A_2$. Cualquier aumento adicional en P_m^1 significa que el área disponible para A_2 es menor que A_1 , de modo que el exceso de energía cinética hace que δ aumente más allá del punto c y la potencia de desaceleración cambia a potencia de aceleración, con el sistema consecuentemente volviéndose inestable.

La Figura 2–9 muestra una condición en la cual el sistema puede permanecer estable, aunque el rotor de la máquina síncrona oscile más allá de $\delta = 90^\circ$ o $\pi/2$ siempre y cuando cumpla el criterio de que $A_1 = A_2$.

La restricción de que δ no supere un valor de 90° es usada solo en estabilidad de estado estable y no aplica al caso de estabilidad transitoria.

El mayor valor que δ podría tener sin que la máquina pierda estabilidad sería aquel que se tiene en la intersección entre la curva de potencia mecánica de entrada y la curva de salida tal como se muestra en la Figura 2–9.

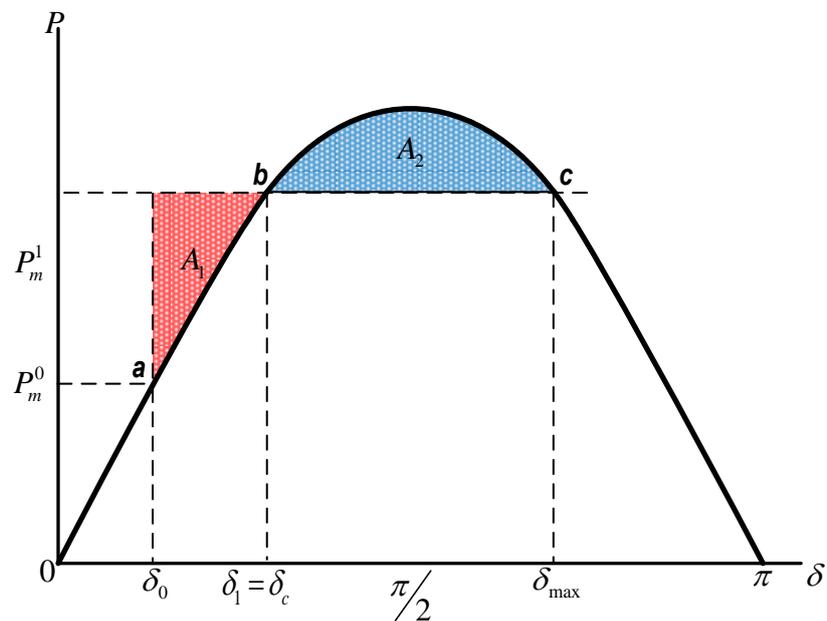


Figura 2–9 Diagrama Potencia-Ángulo con oscilación del rotor mayor a 90 grados

En este caso se puede apreciar que el ángulo δ_1 es igual a un ángulo crítico δ_c , este representa el límite de estabilidad transitoria. En el caso de la Figura 2–9, el δ_{\max} representa el máximo valor angular que pudiese alcanzar el rotor de la máquina sin que pierda estabilidad.

El tiempo requerido para alcanzar el ángulo crítico (δ_c) se denomina *tiempo crítico de despeje* y representa el tiempo máximo de limpieza de una condición anormal de operación, es decir es el tiempo que tarda desde que se presenta una falla hasta que es despejada de manera transitoriamente estable.

Por lo dicho anteriormente, se puede asegurar que la estabilidad o inestabilidad de un sistema depende de si la falla es permanente (sostenida) o de si es eliminada en un

tiempo adecuado que no conlleve a la oscilación excesiva del rotor de la máquina y por consiguiente la pérdida de estabilidad.

El área de aceleración A_1 puede determinarse geoméricamente mediante la Ecuación (2.47):

$$A_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta \quad (2.47)$$

y el área de desaceleración A_2 puede determinarse geoméricamente mediante la Ecuación (2.48):

$$A_2 = \int_{\delta_1}^{\delta_{\max}} (P_m - P_e) d\delta \quad (2.48)$$

Para considerar condiciones de estabilidad se debe cumplir que $A_1 = A_2$ o escrito de otra manera $A_1 - A_2 = 0$, dicha condición se expresa en la Ecuación (2.49):

$$A_1 - A_2 = \int_{\delta_0}^{\delta_{\max}} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (2.49)$$

La potencia acelerante se expresa mediante la Ecuación (2.50):

$$P_{\text{acelerante}} = M \frac{d^2 \delta(t)}{dt^2} \quad (2.50)$$

mientras que el tiempo crítico de despeje se obtiene de la Ecuación (2.51):

$$t_{\text{crítico}} = \sqrt{\frac{2M(\delta_c - \delta)}{P_{\text{acelerante}}}} \quad (2.51)$$

2.3.5.1 Falla de línea y posterior despeje de falla

En un estudio de estabilidad transitoria la Potencia mecánica se mantiene constante al momento de darse una falla, es decir no varía, en este caso lo que varía es la Potencia eléctrica debido a que cuando ocurre la falla el voltaje cae de manera inmediata y de acuerdo con la Ecuación (2.32), se puede observar que, al variar este parámetro la potencia eléctrica va a variar de acuerdo a este cambio.

Para aplicar el criterio de áreas iguales en este caso, se necesitan 3 curvas que representaran los diferentes estados del sistema [21], tal como se puede ver en la Figura 2–10, las mismas se detallan a continuación:

1. Para la condición normal o de pre-falla con el sistema intacto
2. Para la condición de falla
3. Para la condición posterior a la falla o despejada con la línea en falla desconectada.

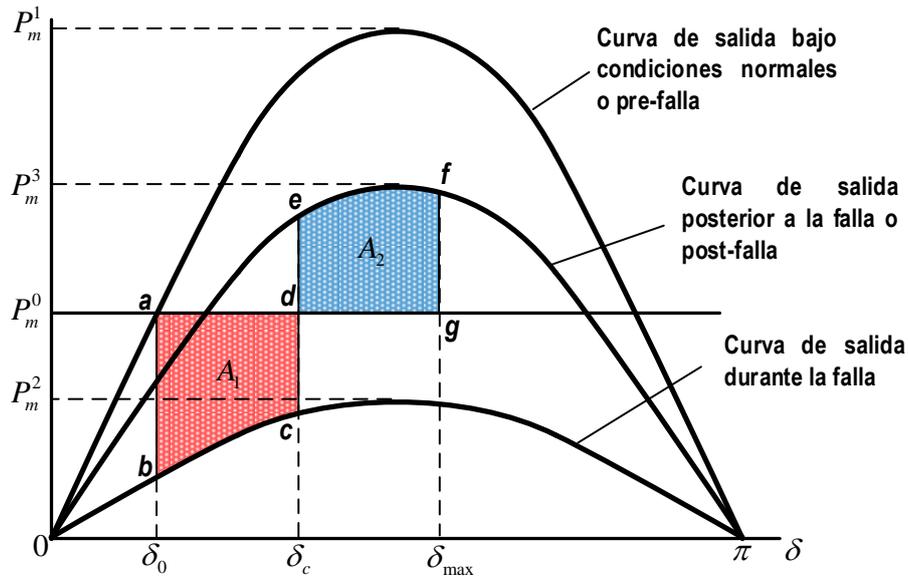


Figura 2–10 Criterio de áreas iguales aplicado a una línea en falla y su posterior despeje

El ángulo inicial δ_0 está determinado por la intersección de la línea de entrada P_m^0 y la curva de salida bajo condiciones normales o pre-falla (punto a). Cuando tiene lugar la falla, el punto de operación del sistema cambia de a a b en la curva de salida durante la falla, en este punto se presenta la potencia de aceleración que hace que el ángulo se mueva a lo largo de la curva hasta el punto c , en donde los interruptores operan, abriendo la línea y despejando la falla [21].

Inmediatamente después, el punto de operación salta hasta e en la curva de salida posterior a la falla o post-falla y debido a la energía cinética almacenada y dándose una potencia de desaceleración, se desplaza a lo largo de esta curva hasta el punto f , en donde $A_1 = A_2$ lo que significa estabilidad en el sistema [21].

Por el contrario, la Figura 2–11 considera un proceso transitorio inestable bajo el criterio de áreas iguales, en donde la falla es despejada un poco tarde (tiempo crítico de despeje alto) y se puede apreciar que el ángulo del rotor se desplaza desde el punto e (en la

curva de salida posterior a la falla o post-falla) hasta el punto h aumentado más allá de δ_{\max} que contemplaba una condición de estabilidad observado en la Figura 2–10.

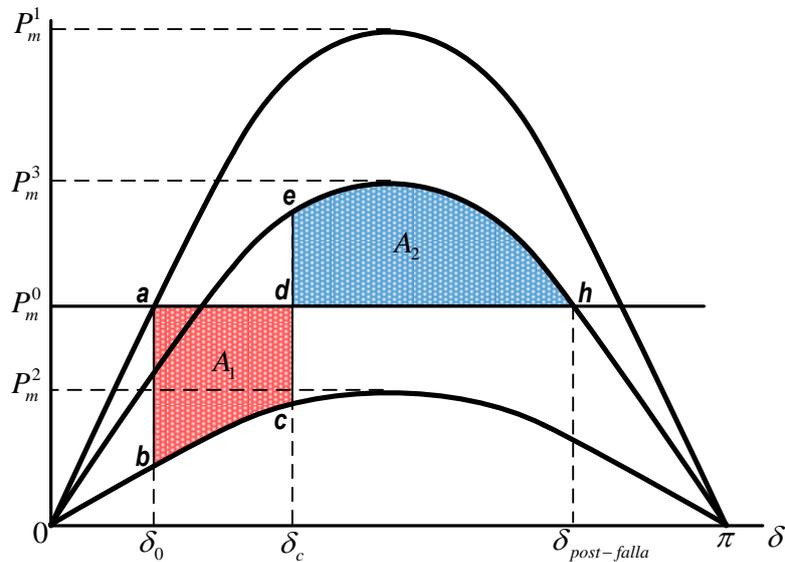


Figura 2–11 Proceso transitorio inestable bajo el criterio de áreas iguales

Como ya se mencionó, la energía cinética almacenada no puede ser absorbida inmediatamente lo que causa que δ siga aumentando aún después de que $\delta = \delta_{\text{post-falla}}$ (lo que supondría una condición de operación crítica) y finalmente se incrementa con el paso del tiempo, siendo incapaz de recuperarse y provocando inestabilidad [27].

2.4 Máquina Síncrona

Las máquinas síncronas hacen referencia a un grupo electromecánico capaz de desarrollar una tarea de acuerdo con las condiciones de servicio requeridas, pudiendo dividirse en:

- *Generadores síncronos*: constituyen la principal fuente de energía eléctrica en los sistemas de potencia [28], convirtiendo la energía mecánica en energía eléctrica.
- *Motores síncronos*: capaces de impulsar cargas grandes [28], convirtiendo la energía eléctrica en energía mecánica..
- *Condensadores síncronos*: a veces se usan como un medio para proporcionar compensación de potencia reactiva y controlar el voltaje [28].

Estos dispositivos funcionan bajo el mismo principio y en un SEP suponen un problema a su estabilidad principalmente porque se requiere mantener sincronizadas todas las máquinas sincrónicas interconectadas.

La máquina eléctrica rotativa que opera como generador sincrónico de corriente alterna (ca) o alternador, es impulsada por una turbina con el fin de convertir la energía mecánica en energía eléctrica por lo que este generador sincrónico se constituye como la principal fuente de generación de potencia eléctrica a nivel mundial [29].

En un SEP, los generadores síncronos se conectan directamente a través de un transformador elevador a los sistemas de transmisión [30].

En su forma constructiva, la máquina sincrónica está compuesta por dos partes:

- *El estator o parte fija:* constituido por un devanado trifásico distribuido a 120° que conforman un cilindro, se encuentra alimentado por corriente alterna (ca).
- *El rotor o parte móvil:* se ubica dentro del estator pudiendo ser de polos lisos o salientes y está formado por un devanado de campo que tiene alimentación a corriente continua (cc) a través de escobillas y anillos rozantes.

La velocidad de sincronismo en estos dispositivos es constante y depende de la frecuencia de la red eléctrica a la cual está conectada y del número de pares de polos del rotor, por esta razón se dice que la máquina opera en sincronismo con la red.

La velocidad de giro dependerá del número de polos que tenga la máquina, entre más polos tenga, la velocidad de giro será menor

La Ecuación (2.52) expresa la velocidad de giro ω en rpm dependiente de la frecuencia eléctrica f y el número de polos P

$$\omega = \frac{120f}{P} \quad [rpm] \quad (2.52)$$

De la Ecuación (2.52), se puede obtener el valor de la frecuencia mecánica despejando la frecuencia eléctrica tal como se ve en la Ecuación (2.53).

$$f = \frac{P}{2} \frac{\omega}{60} = \frac{P}{2} f_m \quad [Hz] \quad (2.53)$$

De donde se puede deducir que la frecuencia mecánica f_m es igual a $\omega/60$ en revoluciones por segundo (rps) [29].

Al analizar una máquina sincrónica, se consideran dos ejes ficticios que giran a una velocidad de sincronismo solidarios al rotor, estos pueden ser observados en la Figura 2-12 y son:

- *Eje directo:* o Eje d , se ubica en sentido Norte-Sur del rotor, su origen está en el centro magnético y su dirección es hacia el Norte.
- *Eje de cuadratura:* o Eje q , su dirección es perpendicular al eje directo, su origen al igual que el anterior, está en el centro.

Debido a que estos ejes son ficticios, también se tiene enrollados ficticios por los cuales circularan una corriente ID e IQ , las mismas están desfasadas 90° siendo la suma de ambas igual a la corriente por fase en los enrollados reales.

La utilización de los ejes directos y en cuadratura permiten tener un modelo eléctrico de las variables del estator a través de la resistencia de este y reactancias de eje directo y en cuadratura.

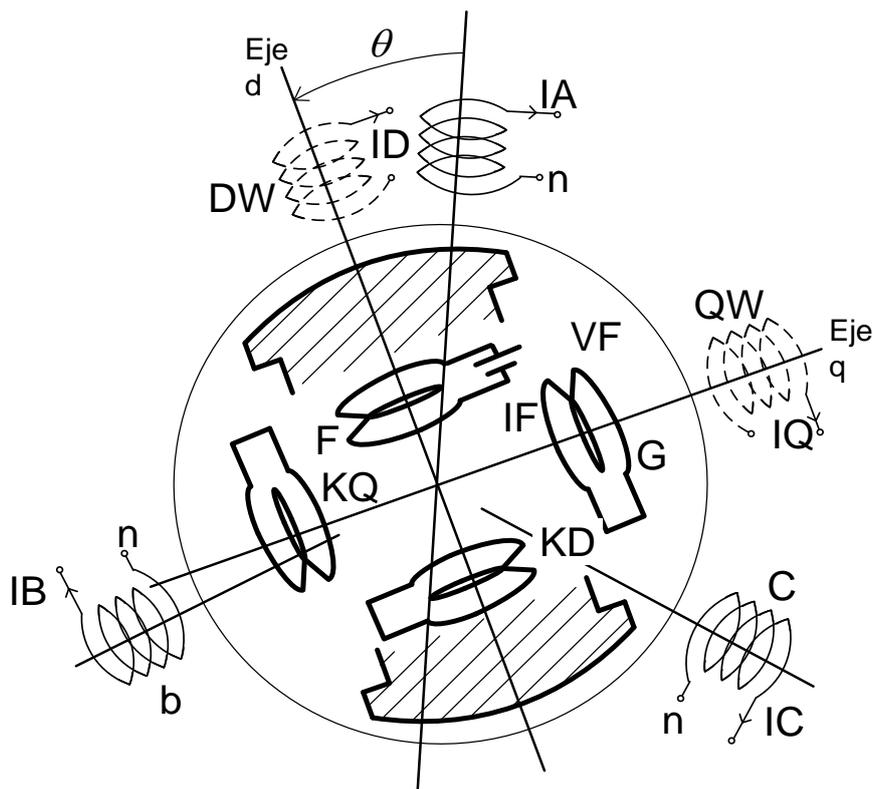


Figura 2-12 Generador trifásico de corriente alterna, donde DW y QW aplica solo al Tipo 59

El software de simulación ATP tienen la opción de seleccionar entre dos tipos de máquinas, el Tipo 58 y el Tipo 59, ambos se esquematizan en la Figura 2-12, en la misma el estator se representa por dos bobinas en cada uno de los ejes d y q , a continuación se detalla los dos tipos de máquinas ahí expuestas:

- *Tipo 59:* modelo basado en la transformada de Park; en el estator, las bobinas trifásicas se transforman en dos bobinas en los ejes d y q (Dominio de Park, DW y QW), este tipo de modelo de máquina fue la primera en usarse en programas del tipo EMTP, implica un gran cálculo de error de saturación en la magnetización; es decir, se produce resultados erróneos debido a que se introducen características de saturación de bobina de campo [8].
- *Tipo 58:* modelo en el dominio de Fase, las inductancias trifásicas no sufren ninguna transformación y se analizan tal como están, este tipo de modelo de máquina fue desarrollada luego del tipo 59; en este, los cálculos son estables, especialmente en condiciones asimétricas del circuito, como las líneas de derivación no transpuestas, que se aplican principalmente en los sistemas de potencia de hoy en día [8], pero requieren mayor carga computacional para su solución.

El funcionamiento eléctrico de la máquina sincrónica puede resumirse en que se requiere crear un campo magnético en el circuito de campo o rotor con el fin de tener tensión inducida en el estator, esto se consigue al alimentar el rotor con corriente continua que creará el campo magnético que inducirá tensión en el devanado de armadura teniendo entonces una corriente alterna que fluirá a través de éste.

Cuando tiene lugar cualquier tipo de perturbación o anomalía que modifique el estado de operación normal y estable, las corrientes en el estator, rotor, campo y corrientes de amortiguamiento experimentan transitorios. Se producen oscilaciones en la salida de potencia activa y reactiva del generador, esto provoca que el par electromagnético, el ángulo, la frecuencia y la velocidad varíen [30].

Una de las perturbaciones más comunes es una falla por corto circuito, esta tiene dos efectos en la máquina:

1. Grandes fuerzas disruptivas entran en juego en el propio generador, y el generador debe diseñarse para soportar estas fuerzas [30].
2. Los cortocircuitos deben eliminarse rápidamente para limitar el daño de falla y mejorar la estabilidad de los sistemas interconectados [30].

Según las normas NEMA, un generador síncrono debe ser capaz de soportar, sin sufrir daños, un cortocircuito trifásico de 30 s en sus terminales cuando funcione a un valor nominal de kVA y un factor de potencia de sobretensión del 5%, con excitación fija [30].

2.4.1 Reactancias de un Generador Síncrono

Las siguientes definiciones son aplicables para este tipo de máquina síncrona.

2.4.1.1 Reactancia de fuga X_l

No se puede probar, pero se puede definir como la reactancia debida al flujo establecido por los devanados de la armadura, pero que no cruza el entrehierro. La reactancia de fuga está dada principalmente por la permeabilidad de la ranura del devanado y la permeabilidad de la bobina final [30].

2.4.1.2 Reactancia Subtransitoria X_d''

Es igual a la reactancia de fuga X_l más la reactancia debida al flujo establecido por las corrientes del estator que cruzan el entrehierro y penetran en el rotor hasta los devanados de amortiguamiento en una máquina de polo laminado o hasta las corrientes de amortiguación de la superficie en una máquina de polo sólido. Las condiciones subtransitorias duran de 1 a 5 ciclos en una base de 60 Hz [30].

2.4.1.3 Reactancia transitoria X_d'

Tiene lugar antes de que las corrientes de amortiguación en el devanado de campo hayan disminuido, pero después de que todas las corrientes de amortiguación en la superficie del rotor o los devanados del amortiguador han disminuido. La reactancia transitoria es igual a la reactancia de fuga más la reactancia debida al flujo establecido por la armadura que penetra el rotor en los devanados de campo. Las condiciones transitorias duran de 5 a 200 ciclos en una base de 60 Hz [30].

2.4.1.4 Reactancia síncrona X_d

Es la reactancia de estado estacionario que tiene lugar luego de que todas las corrientes de amortiguación en los devanados de campo han decaído. Es la suma de la reactancia de fuga y una reactancia de reacción ficticia de la armadura, que es mucho más grande que la reactancia de fuga. Ignorando la resistencia, la reactancia síncrona por unidad es la relación de voltaje por unidad en un circuito abierto dividido por la corriente de inducido por unidad en cortocircuito para una excitación de campo dada. Esto proporciona una reactancia síncrona saturada. El valor insaturado de la reactancia síncrona viene dado por la tensión unitaria en la línea de circuito abierto de espacio de aire dividida por la corriente de armadura unitaria en caso de cortocircuito. El valor saturado puede ser solo del 70 al 90 por ciento del valor no saturado [30].

2.4.1.5 Reactancias del eje de cuadratura X_q'' , X_q' , X_q

Son similares a las reactancias de eje directo, excepto que involucran la permeabilidad del rotor encontrada cuando el flujo del estator ingresa a la punta de un polo, cruza este polo y abandona la otra punta del polo. Si los devanados de amortiguamiento están conectados a través de las caras del polo, entonces X_q'' es casi igual a X_d'' [30].

2.4.1.6 Reactancia de secuencia negativa X_2

Se encuentra al aplicar al estator un voltaje de secuencia de fase inversa con la máquina funcionando. El flujo de secuencia negativa tiene el doble de la frecuencia del sistema y gira frente al rotor. La reactancia de secuencia negativa prácticamente es la misma que la reactancia subtransitoria ya que las corrientes de amortiguación en la superficie del rotor de polo sólido o en los devanados de amortiguamiento evitan que el flujo penetre más. Comúnmente, la reactancia de secuencia negativa se asume como el promedio de las reactancias de ejes directos y cuadratura subtransitorios [30].

2.4.1.7 Reactancia de secuencia cero X_0

Es la reactancia efectiva que se da cuando las corrientes de frecuencia nominales ingresan a los tres terminales de la máquina simultáneamente y salen en el punto muerto de la máquina. Es aproximadamente igual a la reactancia de fuga de la máquina con bobinas de paso completo, mientras que, con bobinas de estator de dos tercios de paso, la reactancia de secuencia cero sería una fracción de la reactancia de fuga [30].

2.4.1.8 Reactancia de Potier X_p

Reactancia con valor numérico comprendido entre las reactancias transitorias y subtransitorias. Se utiliza para el cálculo de la corriente de campo cuando hay curvas de circuito abierto y cero factor de potencia disponible [30].

2.5 Sistema de control de la Máquina Síncrona

Antiguamente, los sistemas de control eran operados manualmente con el único fin de mantener un voltaje deseado en bornes del generador y la carga de potencia reactiva, luego los primeros sistemas de control automatizados no presentaban una respuesta rápida ante una condición anormal de funcionamiento por lo que estos, inicialmente funcionaban como un sistema de alertas de operación. Luego se vio la necesidad de mejorar la estabilidad transitoria y de pequeña señal por lo que se usó continuamente reguladores de acción rápida [31].

Las funciones de control y protección se dan en el sistema de excitación del generador síncrono, que a más de suministrar corriente continua al devanado de campo, permite incorporar estas funciones que repercutirán en el comportamiento dinámico del SEP [32]. Una tensión baja corresponde a una potencia de transmisión inferior; por lo tanto, el generador, debido a la menor carga, tiende a acelerarse. Al aumentar la corriente de excitación, lo que resulta en una tensión de terminal más alta, la potencia de transmisión mejora, y la máquina que acelera se amortigua [8].

Las funciones de los sistemas de control deben garantizar un adecuado control sobre los niveles de tensión, la potencia reactiva y muy importante, la mejora de la estabilidad del sistema [28].

La Figura 2–13 de [28] muestra un diagrama de bloques de un sistema de excitación tradicional para un generador síncrono:

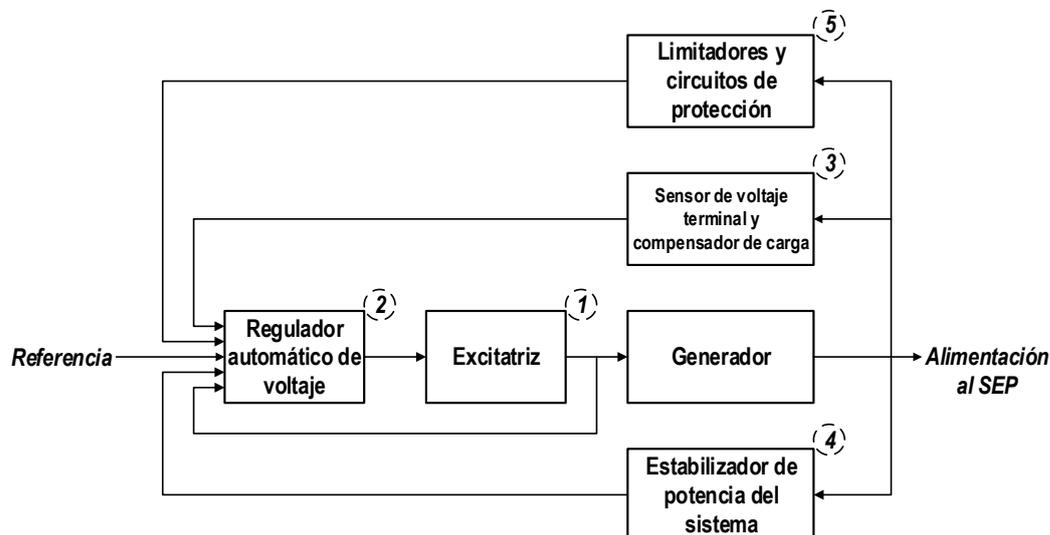


Figura 2–13 Diagrama de un generador síncrono con su sistema de excitación

De la Figura 2–13, se detallan a continuación los elementos que la conforman:

- (1) *Excitatriz*: proporciona alimentación de CC al devanado de campo del generador síncrono, este bloque constituye la etapa de potencia del sistema de excitación.
- (2) *Regulador automático de voltaje*: o AVR de sus siglas en inglés (Automatic Voltage Regulator) procesa y amplifica las señales de entrada a un nivel y forma apropiadas para el control del excitador. Esto incluye funciones de estabilización tanto del sistema de regulación como de excitación.
- (3) *Sensor de voltaje terminal y compensador de carga*: detecte la tensión en bornes del generador, luego filtra y rectifica esta medición a CC y la compara con una referencia que represente el voltaje del terminal deseado. Adicionalmente, este bloque puede proporcionar una compensación de carga, de línea o reactiva, con

el fin de mantener un constante el voltaje en algún punto eléctricamente alejado de la terminal del generador.

- (4) *Estabilizador de potencia del sistema*: o PSS de sus siglas en inglés (Power System Stabilizer), proporciona una señal de entrada adicional al regulador automático de voltaje AVR, para amortiguar las oscilaciones del sistema de potencia. Algunas señales de entrada del PSS comúnmente utilizadas son la desviación de la velocidad del rotor, la potencia de aceleración y la desviación de la frecuencia.
- (5) *Limitadores y circuitos de protección*: incluyen una amplia gama de funciones de control y protección que aseguran que no se excedan los límites de capacidad del excitador y el generador síncrono. Algunas de las funciones comúnmente utilizadas son el limitador de corriente de campo, el limitador de excitación máximo, el limitador de voltaje del terminal, el AVR y protección de voltios por Hertz y el limitador de subexcitación.

La Figura 2–14 muestra un diagrama que contempla los sistemas de excitación y limitadores de manera más detallada:

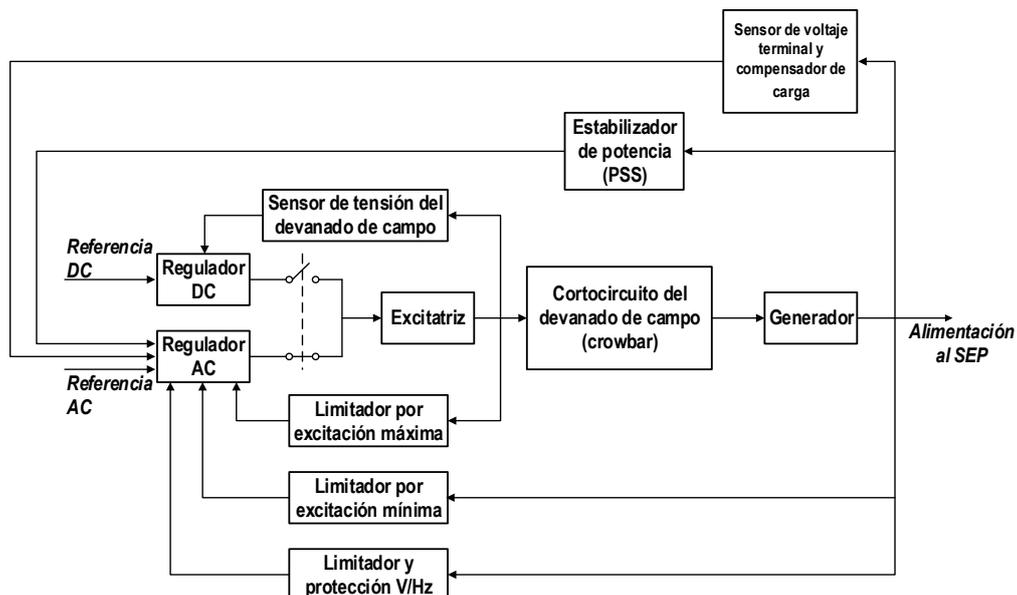


Figura 2–14 Diagrama de control del sistema de excitación y circuitos de protección

A continuación, y referente a la Figura 2–14, se detallan los diagramas más relevantes y aún no explicados:

- *Regulador AC*: se encarga de procesar las señales provenientes de las entradas de los sensores mediante técnicas de estabilización y regulación para luego dar una señal de control adecuada para la excitatriz.

- *Regulador DC*: permite controlar manualmente la excitación y también ajusta el voltaje del devanado de campo a un valor de referencia determinado. Su uso es cuando tiene lugar condiciones especiales de operación, tales como fallos del control automático o cuando se realizan ensayos; etc.
- *Sensor de tensión del devanado de campo*: permite cerrar el bucle del control manual de tensión del devanado de campo.
- *Limitador por excitación máxima*: registra la corriente que circula por el devanado de campo y así evitar el sobrecalentamiento de este devanado debido a sobrecorrientes.
- *Limitador por excitación mínima*: para su entrada, se toma el voltaje y corriente en los bornes del generador, la función que cumple este limitador es la de evitar que se perjudique la estabilidad del generador cuando la excitación descienda por debajo de un nivel permisible, o que cause el calentamiento del borde de la estructura del devanado inducido.
- *Limitador y protección V/Hz*: brinda protección contra un flujo magnético elevado que puede afectar la instalación, lo que provocaría que el circuito magnético del generador o del transformador se caliente. La relación V/Hz (Voltaje/Frecuencia), es proporcional al flujo magnético.
- *Cortocircuito del devanado de campo (crowbar)*: la utilización de esta protección no se da en todos los generadores, pero en los casos en los cuales si se cuenta con esta, puede evitar una corriente negativa en el devanado de campo, o un voltaje excesivo en el mismo. El uso de esta protección se hace evidente ante casos típicos de operación anormal como un cortocircuito en la red ya que proporciona un camino alternativo para la corriente, actuando como un cortocircuito del devanado de campo, dicho camino requiere implementación mediante electrónica de potencia ya que su apertura requiere de un tiristor que permita el paso de corriente a través de una resistencia de descarga, o a través de una resistencia no lineal o varistor.

En los modelos se representan dos tipos distintos de limitadores, los mismos se explican usando un bloque integrador simple:

- *Limitador de cuerda*: observando la Figura 2–15, la salida “y” del integrador, primero debe integrarse nuevamente a la configuración del limitador antes de que tenga lugar la salida “x” que ya contempla los límites establecidos por A y B como máximo y mínimo respectivamente [33].

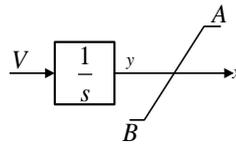


Figura 2–15 Limitador de cuerda aplicado a un bloque integrador simple

Si $A \geq y \geq B$ entonces $x = y$.

Si $y > A$ entonces $x = A$.

Si $y < B$ entonces $x = B$.

- *Limitador sin cuerda:* de acuerdo con la Figura 2–16, comenzando desde una condición limitada con $y = A$ o $y = B$, la salida “y” del bloque comenzará a cambiar de valor tan pronto como la entrada al bloque cambie de signo [33].

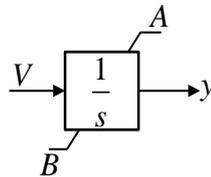


Figura 2–16 Limitador sin cuerda aplicado a un bloque integrador simple

Si $A \geq y \geq B$ entonces $dy/dt = V$.

Si $y > A$ entonces dy/dt se establece en 0.

Si $y < B$ entonces dy/dt se establece en 0.

Como ya se mencionó anteriormente, uno de los principales objetivos de los sistemas de control es mejorar la estabilidad del sistema, por lo tanto, un estudio de estabilidad transitoria considerará el modelo de máquina síncrona con sus respectivos sistemas de control, especialmente el regulador automático de voltaje (AVR) y el estabilizador de potencia (PSS). El regulador de velocidad (GOV) se considera demasiado lento para actuar durante el período en el que ocurren eventos transitorios (a no ser que posea dispositivos adicionales de respuesta rápida como los *fast valving*), por lo que puede no ser considerado. Además, la capacidad de cortocircuito del sistema juega un papel fundamental [34].

No siempre se considera el uso de los 2 sistemas de control (AVR y PSS), en algunos casos y dependiendo de la potencia, algunos generadores no usan el PSS, pero como se verá más adelante este ayuda mucho en lo que a estabilidad se refiere.

La incorporación del PSS se realiza mediante una entrada adicional al AVR, el PSS no actúa directamente sobre la excitatriz de la máquina, este representa una señal de control adicional al AVR, este último si actúa sobre la excitatriz tal como se aprecia en la Figura 2–17, que no es más que un esquema simplificado de estos dos sistemas de control juntos:

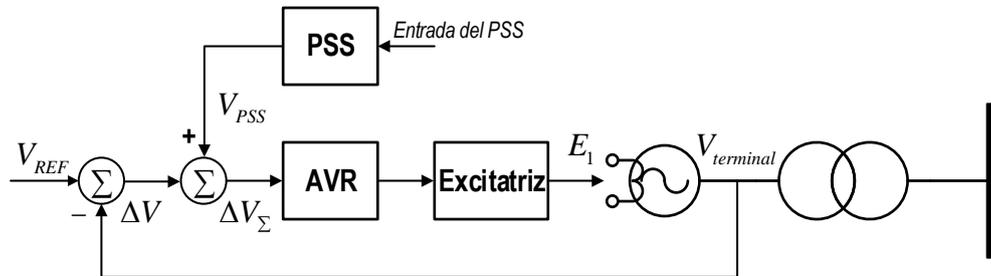


Figura 2–17 Diagrama simplificado de conexión y actuación del AVR y PSS sobre el generador síncrono

Considerando la importancia de estos dos elementos de control, se profundizará su análisis desde un punto de vista funcional y teórico a más de orientarlo al tipo de AVR y PSS que se tiene en la central Coca Codo Sinclair (CCS).

2.5.1 Regulador Automático de Voltaje (AVR)

El AVR proporciona regulación o mantenimiento del voltaje de la terminal de la máquina a la que está conectado [35] por lo que el ajuste de este tipo de regulador es bastante importante para la estabilidad y confiabilidad de los sistemas de potencia [36].

Al ser un elemento o dispositivo variable, este puede calibrarse con el fin de cumplir requisitos de niveles máximos y mínimos de acuerdo a los limitadores anteriormente mencionados, una adecuada calibración de este puede garantizar el funcionamiento correcto de la máquina ya que si se excede los valores permitidos por el devanado de campo, la máquina puede sufrir averías irreversibles cuando el AVR actué sobre este mientras que, si no tiene un valor mínimo adecuado, el AVR no supondrá una notable mejoría sobre la máquina ante eventos de falla u operaciones anormales.

Todo esto se resume en que el AVR es un elemento de control de voltaje de acción rápida pero, de acuerdo a los requerimientos, se puede optar por instalar un AVR de respuesta rápida de alta ganancia, este mejorará la estabilidad de señal grande en el sentido de que aumenta la capacidad del sistema de potencia para mantener el sincronismo cuando está sujeto a graves perturbaciones transitorias como fallas de red.

Sin embargo, se debe considerar que la acción del AVR de respuesta rápida de alta ganancia puede conducir a una reducción de amortiguación de los modos de oscilación electromecánicas del sistema. Para eliminar esta pérdida de amortiguación del sistema se suele reducir la ganancia transitoria en el AVR o más comúnmente conectar un PSS a las máquinas adecuadas [35].

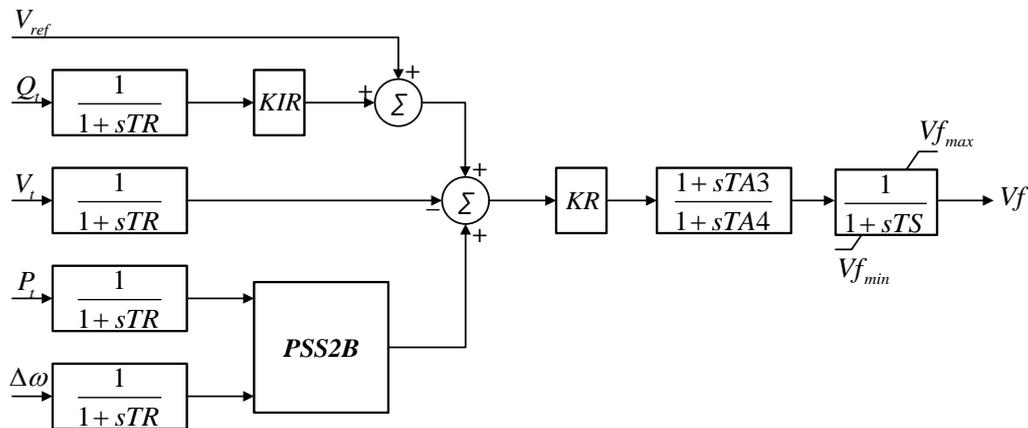


Figura 2–18 AVR de una de las máquinas de CCS modelo EXC9000

De acuerdo con [34] y haciendo referencia al caso específico de CCS, cada generador posee un AVR del tipo EXC9000 cuyo diagrama de bloques se muestra en la Figura 2–18.

2.5.2 PSS (Estabilizador del sistema de potencia)

Si bien los reguladores automáticos de voltaje de alta ganancia y respuesta rápida ayudan en la estabilidad transitoria de gran señal o par de sincronización, tienen el inconveniente que pueden reducir la estabilidad de pequeña señal o par de amortiguación. El PSS proporciona una amortiguación positiva a las oscilaciones del ángulo del rotor [30], esto lo consigue modulando el punto de ajuste del AVR para producir variaciones de par eléctrico en fase con velocidad.

Las oscilaciones del ángulo del rotor del generador se encuentran en una amplia gama de frecuencias en el SEP, y estos son:

- *Modo Inter-área:* 0.1 a 1.0 Hz, son causados por grupos coherentes de generadores que se balancean contra otros grupos en el sistema interconectado [30].

- *Modo local*: 1 a 2 Hz, en este modo el generador se balancea contra el resto del SEP [30].
- *Modo Inter-planta*: 2 a 3 Hz, la oscilación dependerá del tamaño de las unidades y la reactancia que los conecta, aquí las máquinas se encuentran en el mismo sitio de generación y oscilan unas contra otras [30].

Cuando se ajusta un PSS, los estudios realizados deben contemplar un amplio rango de frecuencias para optimizar la amortiguación.

Según [33], los PSS pueden clasificarse en:

- *PSS1A*: se contempla una sola entrada, siendo las más comunes la velocidad, la frecuencia o la potencia [33].
- *PSS2B*: se contempla una doble entrada, que normalmente usan combinaciones de potencia y velocidad o frecuencia para derivar la señal de estabilización [33].
- *PSS3B*: tiene entradas duales de potencia eléctrica ($V_1 = P_e$) y desviación de frecuencia angular del rotor ($V_2 = \Delta\omega$). Las señales se utilizan para derivar una señal de potencia mecánica equivalente. Al combinar esta señal con la potencia eléctrica, se produce una señal proporcional a la potencia de aceleración [33].
- *PSS4B*: permite el uso de múltiples bandas de frecuencia de trabajo, su entrada es la velocidad ($\Delta\omega$), en este caso se contempla 2 entradas, $\Delta\omega_{L-1}$ que alimenta las bandas de frecuencias baja e intermedia, mientras que $\Delta\omega_H$ está dedicado a la banda de alta frecuencia. Por consiguiente, usa tres bandas separadas, dedicadas a los modos de oscilaciones de baja, media y alta frecuencia respectivamente. La banda baja se asocia típicamente con el modo entre planta del SEP, la intermedio con los modos entre áreas y el alto con los modos locales [33].

De acuerdo con [34] y haciendo referencia al caso específico de CCS, cada generador posee un PSS del tipo PSS2B cuyo diagrama de bloques se muestra en la Figura 2–19:

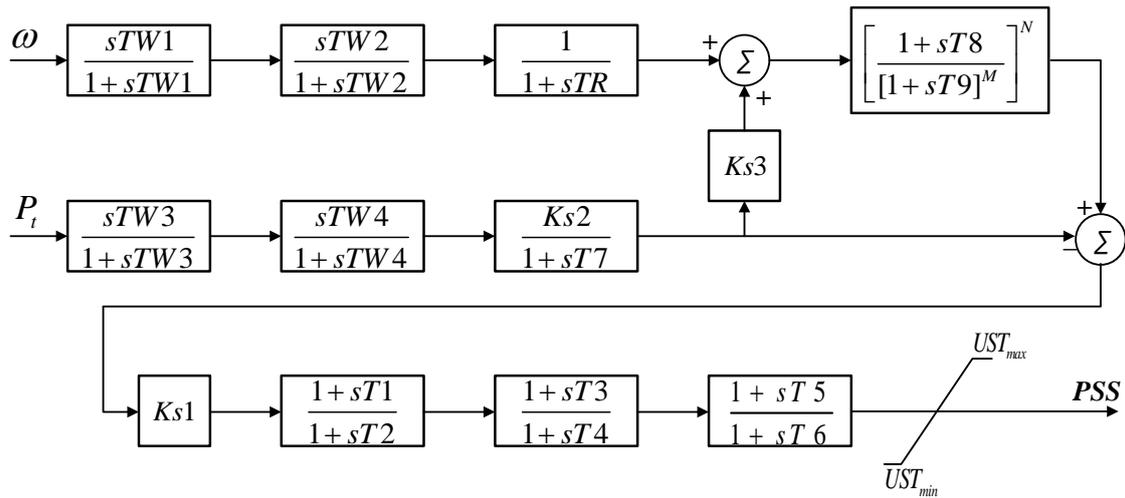


Figura 2–19 PSS de una de las máquinas de CCS modelo PSS2B

Los PSS están diseñados para tener ganancias muy bajas en el rango de frecuencias fuera de una banda estrecha centrada alrededor de la frecuencia del modo resonante [37]

Un buen comportamiento transitorio en un sentido de señal pequeña es una condición necesaria para un buen comportamiento transitorio en un sentido de señal grande; es decir, estabilidad transitoria [35]

En sí, las acciones de los dispositivos AVR y PSS están dinámicamente interconectadas por lo tanto es lógico que la acción de uno repercuta sobre el otro, en un AVR mientras más alta sea la ganancia y más rápida sea su respuesta se mejorará la capacidad del sistema para recuperarse de perturbaciones en un sentido de estabilidad transitoria, pero esta alta ganancia y rápida respuesta significa un aumento considerable en las oscilaciones subsiguientes.

Mientras que el PSS está diseñado para ayudar con las oscilaciones, por lo tanto un PSS puede reducir la estabilidad transitoria disminuyendo la señal al excitador [35], en otras palabras, un PSS ostensiblemente bien ajustado puede perjudicar la acción del AVR, y viceversa como se puede ver en la Figura 4–4.

Esto se explica al recordar que el PSS es una entrada adicional al AVR, por lo tanto puede darse que mientras el AVR intenta compensar la señal con el fin de aumentar la estabilidad (a costa de la oscilación), al mismo instante el PSS detecta esta oscilación e intenta corregir esto, actuando de manera inversa a la actuación del AVR por lo que estas dos señales de control se suman y resulta que pueden llegar a anularse o mermar la acción de corrección aplicada a la excitatriz, en este caso estaríamos hablando de una incorrecta sintonización de AVR y PSS si esto provoca la pérdida de estabilidad.

2.5.3 Validación de AVR y PSS sobre un sistema

Para demostrar lo anteriormente dicho, se analizará el comportamiento de un sistema ante una falla, para este fin se usará un modelo de la referencia [28], el mismo se describe a continuación:

Se analizará la estabilidad transitoria de una estación generadora térmica, la misma cuenta con cuatro unidades de 555 MVA, 24 kV, 60 Hz que suministran energía a una barra infinita a través de dos circuitos de transmisión como se ve en la Figura 2–20:

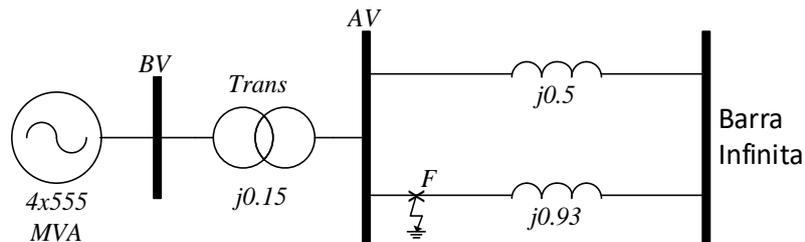


Figura 2–20 Diagrama del sistema del ejemplo 13.2 de la referencia [28]

Para el sistema mostrado se contemplará un análisis de tres tipos, los mismos son:

2.5.3.1 SEP sin ningún sistema de control

Para la simulación, se usará ATP y se contempla solo el SEP, sin ningún mecanismo de control, para este fin se provoca una falla trifásica en una línea e inmediatamente se procede con la apertura trifásica de esta, la Figura 2–21 muestra el SEP modelado en el programa ATP, recordando que la Figura 2–20 muestra el esquema con la ubicación de la falla (punto F) cercana a la barra AV.

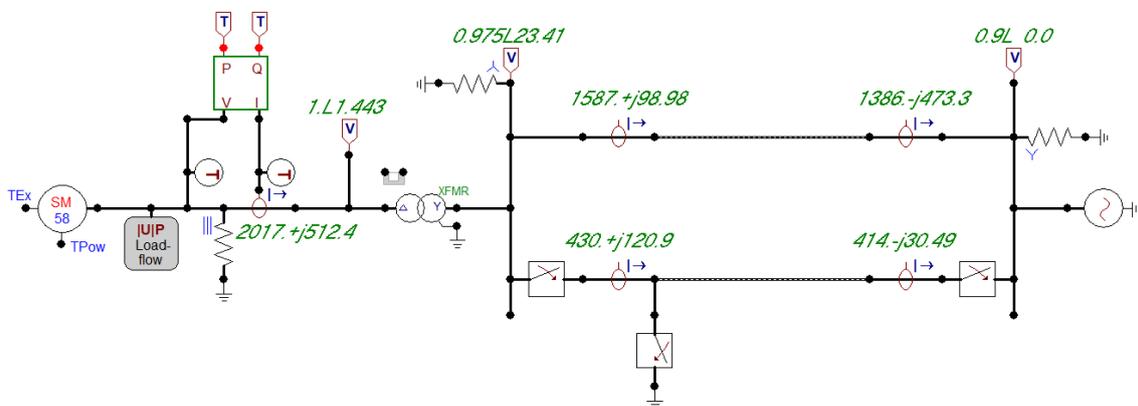


Figura 2–21 SEP sin ningún sistema de control

En el sistema propuesto se realiza un cortocircuito franco a tierra en una de las líneas (punto *F*) presentando una conexión Δ en la barra *BV* y una conexión *Y* en la barra *AV*, todo esto referido a la Figura 2–20 y a la Figura 2–21.

Los resultados mostrados en la Figura 2–22, hacen referencia al ángulo de la máquina, así como a la potencia de esta.

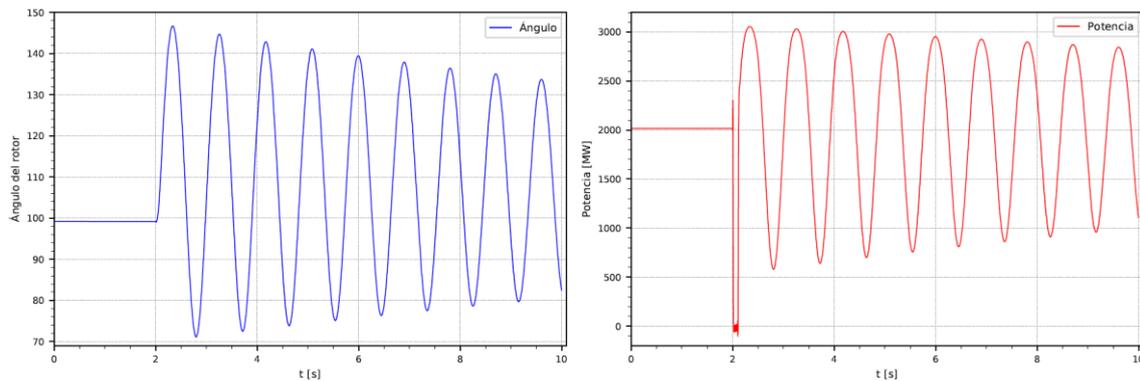


Figura 2–22 Resultados, Ángulo y Potencia del generador sin sistemas de control

Los resultados obtenidos en la Figura 2–22 muestran que luego de haber tenido lugar la falla trifásica, la máquina no pierde estabilidad, pero se aprecia que durante todo el tiempo de simulación (10 segundos) esta oscila y su amortiguación es leve por lo que si bien no pierde estabilidad se está provocando un esfuerzo mecánico al rotor durante un intervalo largo de tiempo.

En la gráfica referente a la potencia, se puede apreciar que al darse la falla (a los 2 segundos de simulación), la potencia cae significativamente pero cuando esta es recuperada, la oscilación es tan fuerte que desencadena un estado de oscilación en potencia teniendo un pico máximo inicial de 3052 MW y un mínimo de 578 MW lo que supone un cambio significativo en niveles de potencia.

2.5.3.2 SEP con AVR

Al SEP mostrado en la Figura 2–20 y la Figura 2–21 se le adiciona un controlador automático de voltaje (AVR), con este se corrobora lo señalado en [28], en el cual se expone que no necesariamente un AVR ayuda ante una falla. El esquema de la simulación se muestra en la Figura 2–23.

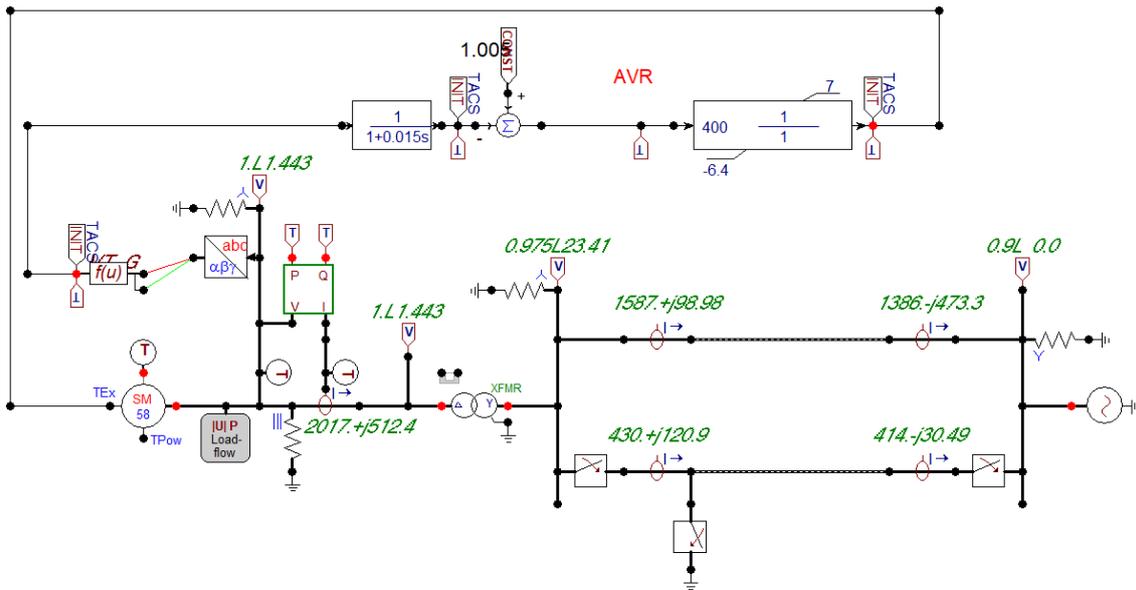


Figura 2–23 SEP con regulador automático de Voltaje de alta ganancia (AVR)

Los resultados mostrados en la Figura 2–24, hacen referencia al ángulo de la máquina, así como a la potencia del generador con AVR:

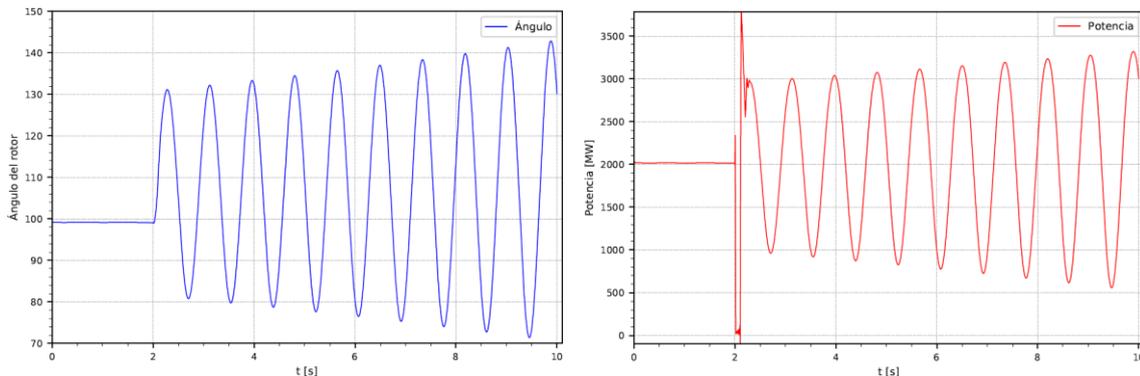


Figura 2–24 Resultados, Ángulo y Potencia del generador con AVR

Los resultados obtenidos en la Figura 2–24 muestran que considerando el efecto del AVR en el SEP; este en lugar de mejorar la estabilidad, está causando la pérdida de sincronismo. Si bien la primera oscilación se da de mejor manera, las siguientes tienden a crecer y no se amortiguan lo que conlleva a una pérdida total de sincronismo, esto se refleja tanto para la figura del ángulo como para la de la potencia.

Para observar el efecto del AVR en el SEP, la Figura 2–25 muestra las señales de ambos, la línea azul que representa al AVR muestra que al momento de darse la falla este reacciona mandando un pulso hasta su límite superior, esto se contrarresta al

efecto observado por la línea roja que representa el voltaje del generador en pu , que al momento de la falla cae considerablemente.

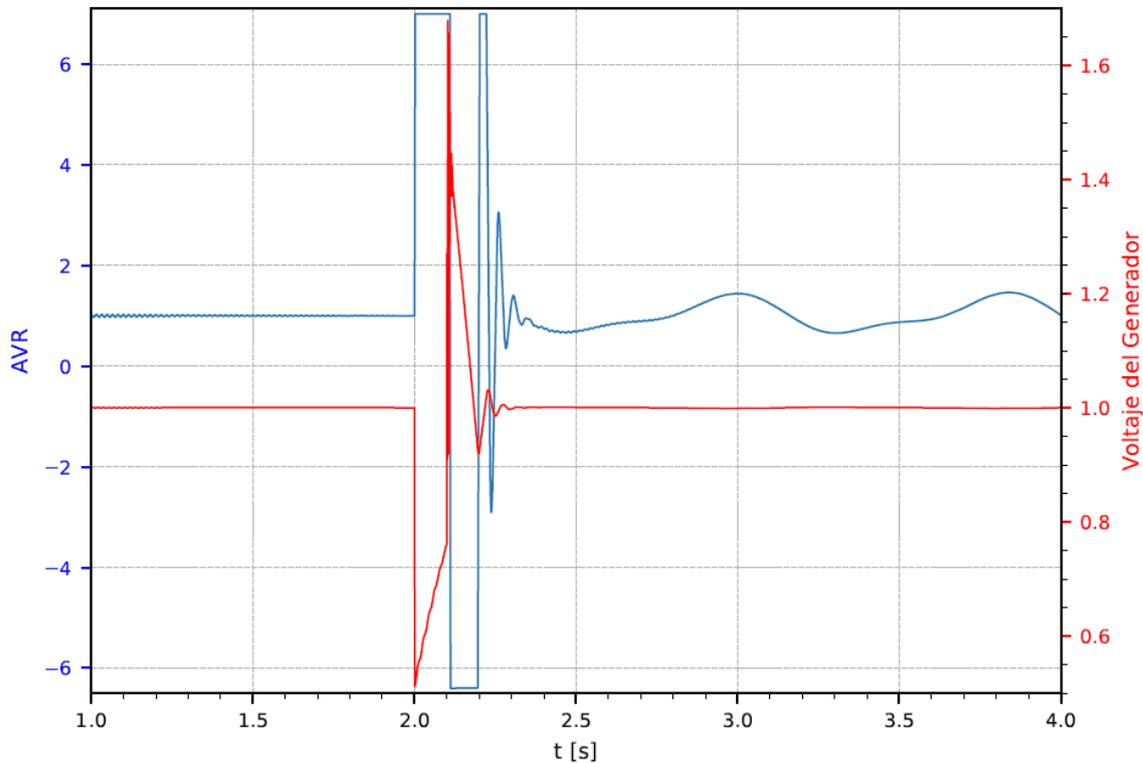


Figura 2–25 Curva del AVR y voltaje terminal del generador usando solo AVR

Luego de amortiguar la primera oscilación el voltaje del generador aumenta superando el valor de referencia, esto provoca que el AVR emita una señal que contrarreste este efecto hasta su límite inferior, el proceso que le sigue es similar hasta conseguir estabilizar el voltaje nuevamente a 1 pu pero como el AVR solo se encarga de verificar el voltaje, las oscilaciones producidas fueron tan fuertes que provocaron la oscilación creciente del ángulo del rotor y su posterior pérdida de sincronismo de acuerdo a la Figura 2–24.

2.5.3.3 SEP con AVR y PSS

Este caso contempla un análisis del SEP mostrado en la Figura 2–20 y la Figura 2–21 con los sistemas de control AVR y PSS tal como sugiere la referencia [28], el diagrama del sistema final se puede ver en la Figura 2–26:

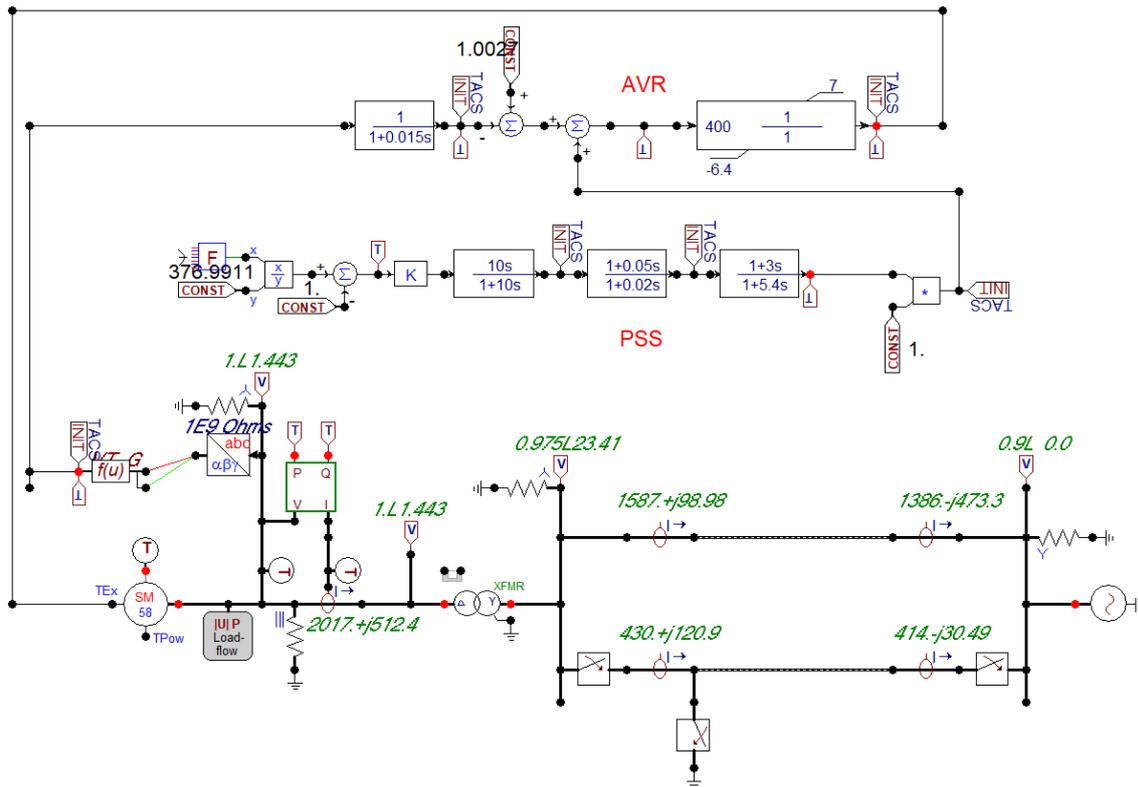


Figura 2–26 SEP con regulador automático de Voltaje de alta ganancia (AVR) y estabilizador de Potencia (PSS)

Los resultados mostrados en la Figura 2–27 hacen referencia al ángulo y potencia de la máquina considerando el uso del AVR y PSS:

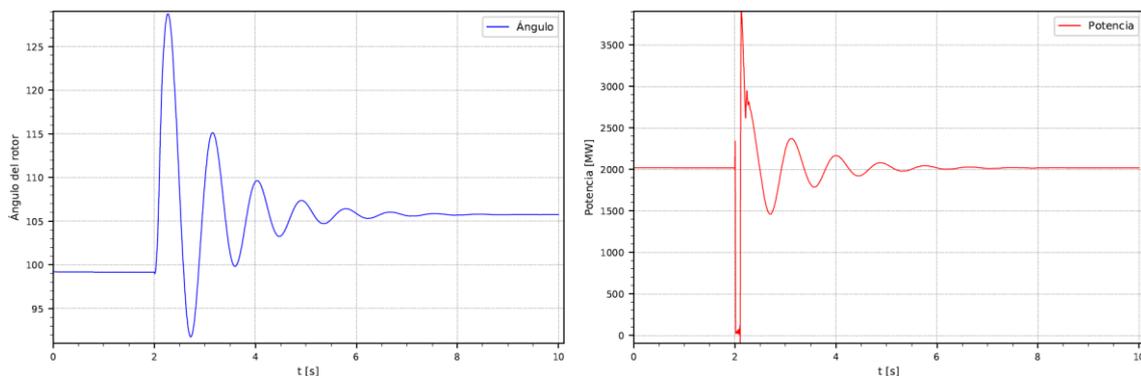


Figura 2–27 Resultados, Ángulo y Potencia del generador con AVR y PSS

Los resultados obtenidos en la Figura 2–27 muestran un sistema complementa estable luego de una falla, se puede observar el efecto de incorporar el PSS al regulador automático de voltaje AVR. Una vez ocurrida la falla, el sistema oscila, pero esta oscilación es controlada rápidamente y estabiliza el ángulo en un nuevo punto de

operación, igualmente las oscilaciones del rotor son controladas por el PSS que evita la pérdida de sincronismo en la máquina.

El efecto del AVR reflejado sobre el voltaje terminal de la máquina se puede observar en la Figura 2–28, se ve que luego de la falla, el AVR responde amortiguando los niveles de voltaje y así volviéndolos a un valor de 1 pu con lo cual cumplió su objetivo principal.

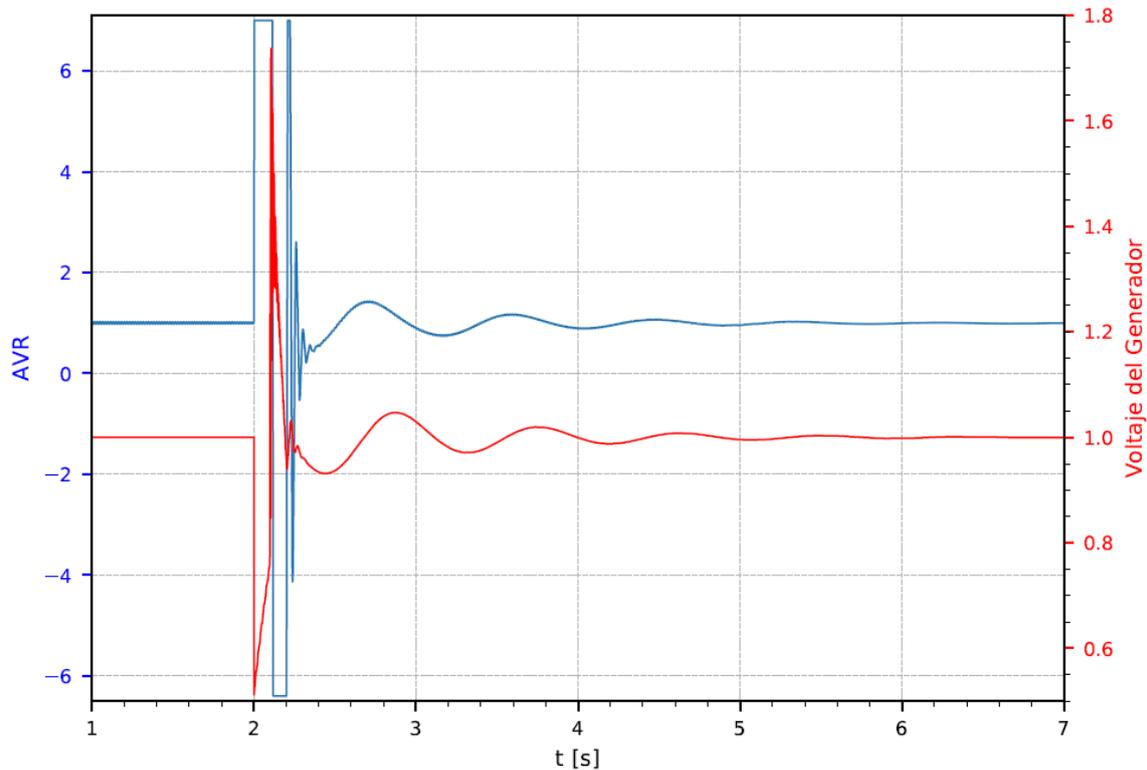


Figura 2–28 Curva del AVR y voltaje terminal del generador usando AVR y PSS

Al igual que en el caso en donde el SEP contempla solo el AVR, al darse la falla, el voltaje terminal cae, pero es compensado por el AVR considerando que, ahora se adiciona la señal del PSS, esto hace que trabaje en sus límites superior e inferior hasta la segunda oscilación, luego vemos que el sistema se estabiliza y recupera su valor de 1 pu.

El efecto del PSS sobre la potencia de la máquina durante la falla se puede ver en la Figura 2–29, en este caso y como ya se mencionó se contempla un PSS con poca ganancia que amortiguará las oscilaciones en el rotor:

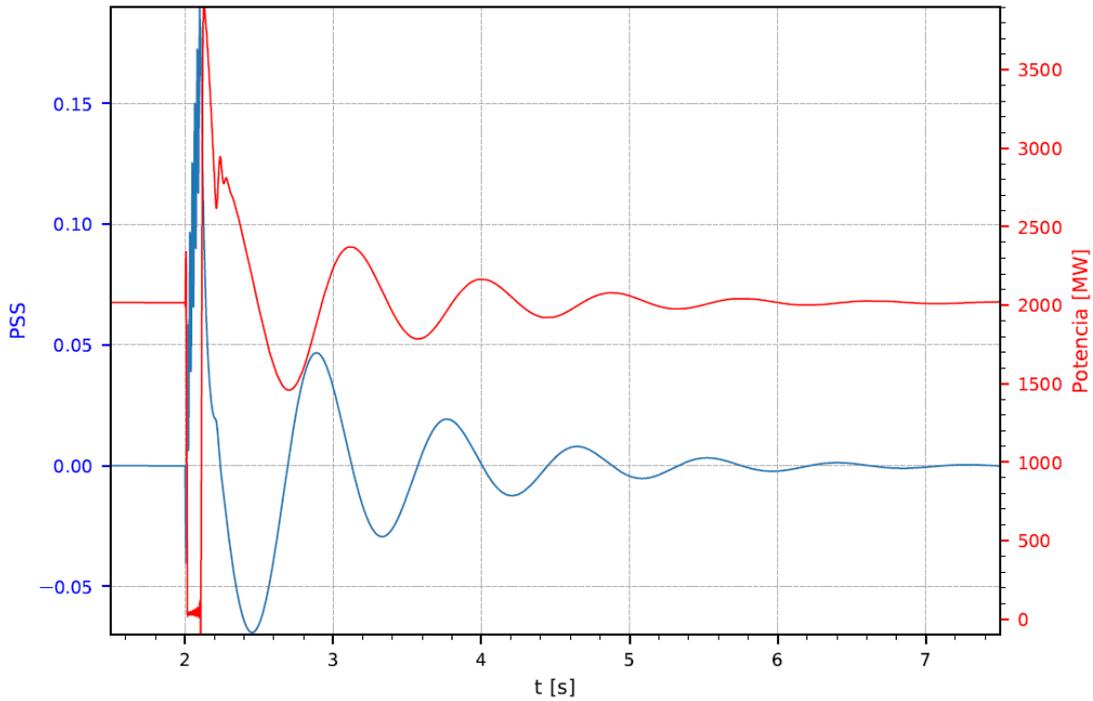


Figura 2–29 Curva del PSS y Potencia del generador usando AVR y PSS

De acuerdo a la Figura 2–29 una vez ocurrida la falla (a los 2 segundos), la potencia cae considerablemente, el PSS responde con un pulso elevado que recupera la potencia, la gráfica también permite observar como la curva del PSS sigue a la curva de la potencia pero en sentido contrario, es decir si la potencia oscila hasta un nivel alto, el PSS lo regula mediante una señal de nivel bajo y viceversa hasta conseguir estabilizar nuevamente la potencia y así evita las oscilaciones del rotor.

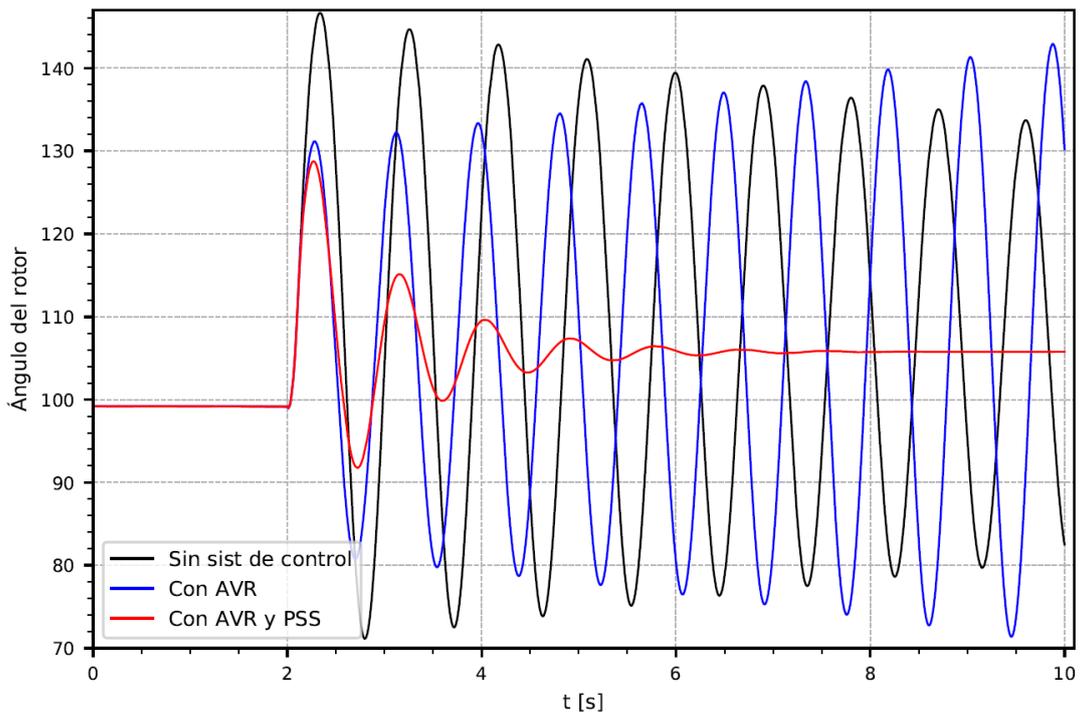


Figura 2–30 Curvas del ángulo del rotor de los 3 casos analizados

Con esta aplicación, se demostró el uso y beneficio de los sistemas de control AVR y PSS especialmente en lo que a sincronismo y estabilidad respecta. La Figura 2–30 muestra un resumen de las curvas del ángulo del generador considerando los 3 casos analizados.

2.6 Recierre Monofásico y su importancia en la estabilidad transitoria

La mayoría de las fallas que ocurren en un SEP son monofásicas y de condición transitorias, estas desaparecen cuando la línea en falla es desconectada [34]. La operación confiable de las líneas de Extra Alto Voltaje (EAV) influye demasiado en el correcto funcionamiento de los sistemas interconectados por estas líneas ya que su interrupción puede llevar a la pérdida de conexión de energía de varios subsistemas. [3]

Un sistema interconectado, por ejemplo, el compuesto por una gran central de generación y una red eléctrica grande constituye un punto de enlace energético clave, desde este punto de vista si por alguna razón una falla en la línea provoca la salida de generación, esto acarreará graves problemas técnicos y sobre todo económicos al tener carga no abastecida.

La estabilidad de la planta generadora interconectada se puede mejorar si la impedancia de transferencia entre los sistemas se mantiene baja. Esto se puede lograr manteniendo dos fases de una línea de transmisión en servicio durante una falla monofásica a tierra y la capacidad de transmisión de un sistema aumenta a un costo mínimo [38].

Incluso cuando la interconexión consiste en varias líneas en paralelo, la capacidad de transmisión de las líneas se puede aumentar manteniendo en servicio tantas fases como sea posible durante una falla [38].

En sistemas como el anteriormente descrito, se suele implementar un esquema de recierre trifásico, que implica que luego de la apertura de la línea, transcurrirá un tiempo conocido como *tiempo muerto* e inmediatamente se procede al cierre simultáneo de los interruptores de cada fase, este paso inicial será solo en un extremo de la línea mientras que los interruptores del extremo que permanece abierto se cerraran si existen las condiciones adecuadas de sincronización [34].

Contemplando un esquema de apertura y recierre trifásico, los rotores de las unidades de generación pueden acelerarse demasiado, condición que podría suponer la pérdida

de sincronismo durante el tiempo muerto; para evitar este escenario, dicho tiempo debería ser muy pequeño [34].

De acuerdo con los antecedentes, que indican una mayor probabilidad de fallas monofásicas (93%) [39] y considerando los posibles problemas de la apertura y recierre trifásico, una medida efectiva es optar por la apertura y recierre monofásico ya que con esta se logra mantener la estabilidad del sistema, se incrementa su confiabilidad y se mantiene la continuidad en el abastecimiento de la demanda eléctrica [40]

El criterio de áreas iguales observado en la Figura 2–31 permite ver el comportamiento de la apertura y recierre trifásico, aquí se puede ver que el área A_1 es mayor al área A_2 lo que significa que la máquina sincrónica pierde el sincronismo, y como se mencionó una forma de evitar esto es con un tiempo de recierre muy pequeño, algo que en ocasiones no es posible implementar aun usando interruptores ultrarrápidos [34].

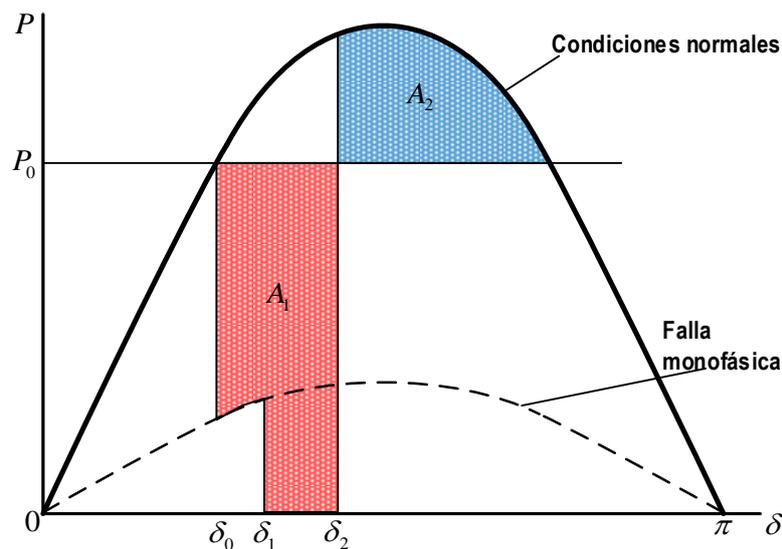


Figura 2–31 Efecto de una apertura y recierre trifásico usando el criterio de áreas iguales

La Figura 2–32 permite observar el efecto de una apertura y recierre monofásico usando el criterio de áreas iguales, en esta se puede observar que el área A_1 es menor que el área A_2 , lo que significa que la máquina no perderá sincronismo [34].

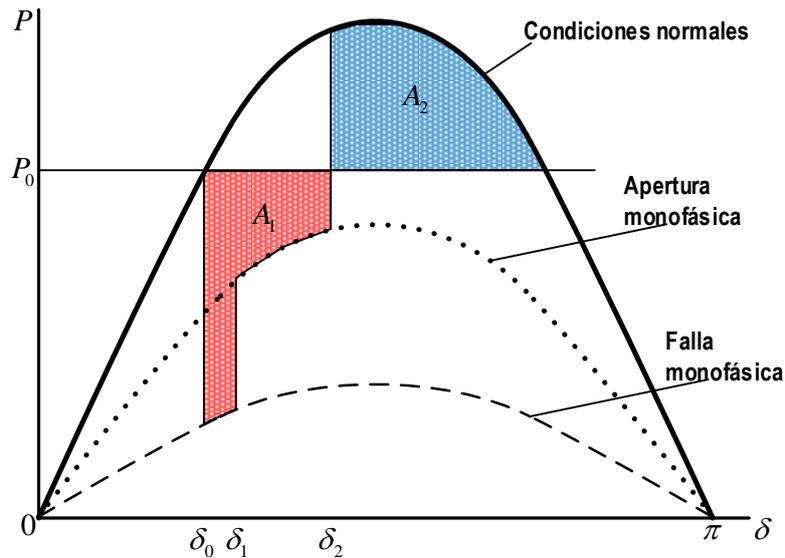


Figura 2–32 Efecto de una apertura y recierre monofásico usando el criterio de áreas iguales

2.6.1 Recierre monofásico

El recierre monofásico ayuda a mejorar la estabilidad del estado transitorio, mejorar la confiabilidad y disponibilidad del sistema, ayuda a reducir los sobrevoltajes de conmutación, permite la reducción de la oscilación torsional del eje de grandes unidades térmicas; etc. [39]

Pero al considerar un recierre monofásico también se debe tener en cuenta algunos conceptos ahora explicados [39].

- *Disparo monofásico*: apertura de la fase en falla durante una falla monofásica a tierra.
- *Recierre monofásico*: reconexión de la fase fallada después de un disparo monofásico.
- *Corriente de arco primario (lap)*: corriente de falla en la fase a tierra, falla de arco antes del disparo monofásico.
- *Corriente de arco secundaria (Is)*: corriente que fluye en el arco después de que la desconexión monofásica se completa. *Is* es la suma de dos corrientes derivadas del acoplamiento electrostático (*Isc*) y electromagnético (*Ism*) de las dos fases energizadas y las líneas adyacentes después de que la corriente de arco primario se borra a través de los interruptores de circuito de línea. El arco secundario, si persiste, puede evitar el recierre exitoso dando lugar a un reencendido
- *Voltaje transitorio de recuperación (TRV)*: voltaje que aparece en la trayectoria del arco secundario tan pronto como éste se autoextingue.

- *Falla Cross Country*: aparición de fallas simultáneas en la misma o diferentes fases en líneas de doble circuito.
- *Reactor de Neutro*: reactor usado en combinación con los tres reactores de derivación conectados en línea para crear una alta impedancia contra el flujo de la corriente de arco secundario.

Cuando se produce la falla monofásica se produce la corriente de arco primario, entonces los relés de protección emitirán la orden de apertura únicamente a los interruptores ubicados en los extremos de la fase fallada, las otras fases permanecen cerradas [40], transfiriendo la potencia considerando que lo hacen a través de un circuito desbalanceado [34].

Cuando se abre la fase en falla, esta queda acoplada con las fases sanas de manera electrostática o acoplamiento capacitivo y electromagnética o acoplamiento inductivo tal como se ve en la Figura 2–33, siendo el acoplamiento capacitivo la de mayor influencia.

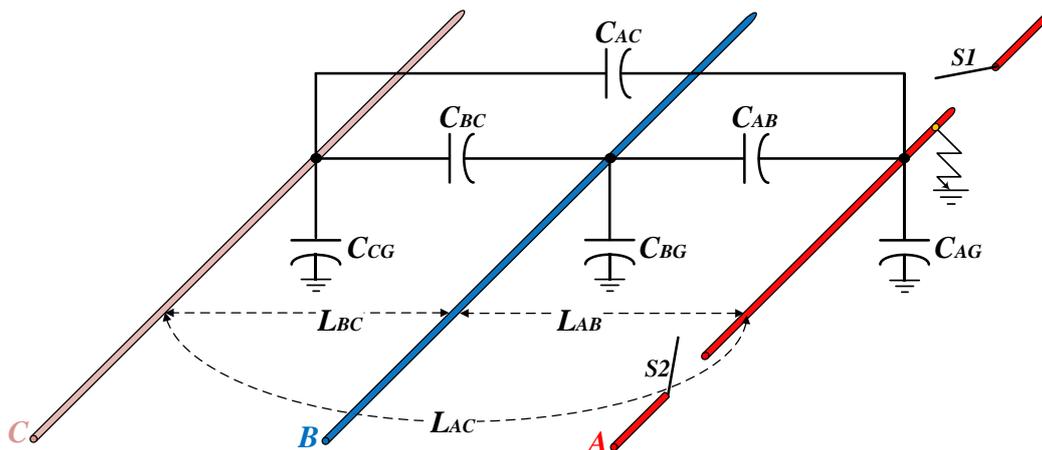


Figura 2–33 Acoplamiento capacitivo e inductivo de la fase en falla con las fases sanas considerando una apertura monofásica

Este acoplamiento capacitivo entre las fases sanas y la fase abierta da lugar a la corriente de arco secundario debido a que la corriente primaria de falla se da a través del aire, lo que provoca su calentamiento y lo ioniza, perdiendo así su capacidad aislante [40].

La corriente de arco secundario se autoextinguirá naturalmente en pocos ciclos y el principal índice que determina si esto ocurre o no es su magnitud, la misma depende, principalmente de la longitud de la línea de transmisión y del nivel de voltaje [40].

Un recierre exitoso ocurrirá cuando el arco secundario se autoextingue antes del tiempo muerto, según [5] para un sistema de 500 kV, los esquemas de recierre monofásico

tienen tiempos muertos preestablecidos típicamente entre 0.4 a 0.5 s, esto se corrobora en [34] en donde el tiempo desde la apertura de la fase hasta que el aire recupera totalmente su propiedad aislante puede obtenerse de la Ecuación (2.54), la misma está en función del nivel de voltaje de la línea de transmisión; considerando que el nivel de voltaje en mención corresponde al que se tiene en la barra de alto voltaje del SEP.

$$t = 10.5 \frac{V_L}{34.5} \quad (2.54)$$

Usando la Ecuación (2.54), para un sistema de 500 kV, el tiempo muerto resultante es de 25 ciclos, considerando una frecuencia de 60 Hz, el tiempo muerto resultante es de 0.416 s, esto está dentro del margen anteriormente establecido.

En este tiempo se producirá el recierre con la falla despejada o no, por lo que resulta de gran importancia asegurar la extinción del arco secundario en este lapso.

Según [3], los tiempos de arco secundario medidos en pruebas de campo de recierre monofásico han mostrado una dispersión considerable alrededor del valor promedio, lo que significa una desviación estándar relativamente alta. Esto se debe a factores físicos muy variables que afectan la resistencia del arco secundario.

Bajo la consideración de alta dispersión, personal de protección y operación del sistema suele colocar un tiempo muerto seguro de 3 veces el promedio, esta situación lleva a que países industrializados opten por tiempos muertos alrededor de 1.5 a 2 segundos, esto en términos de estabilidad significa que bajo condiciones de carga pesada, la estabilidad transitoria de las transmisiones de EAV se ve seriamente amenazada por tiempos muertos *seguros-largos* de recierre monofásico, solo porque en circunstancias excepcionalmente desfavorables, los arcos secundarios pueden durar entre 1,5 y 2 segundos [3].

Debido al acoplamiento capacitivo y cuando la corriente de arco secundario se haya autoextinguido, aparecerá en la fase abierta un voltaje transitorio de recuperación (TRV) el mismo actuará sobre el camino dejado por el arco secundario; si el primer pico supera un valor límite se producirá el reencendido del arco secundario y continuará durante unos ciclos de apagado y reencendido del arco, manteniendo así la circulación de corriente de arco secundario [40].

Si se vuelve a cerrar en falla permanente, se provocará una influencia adversa, como por ejemplo, provocar un bajo voltaje en el sistema y empeorar las condiciones de trabajo del interruptor [41] pero, aún luego de que se ha dado la extinción del arco

secundario, un recierre completo todavía depende de la capacidad de la fase conmutada para soportar la tensión transitoria en el instante de la reconexión.

Con líneas de transmisión relativamente cortas, la corriente de arco secundario puede ser tan baja que la falla se extingue rápidamente y puede realizarse el recierre después de un ligero retraso. Con líneas más largas, se necesita algún tipo de acción para reducir la corriente de arco secundario [5].

2.6.2 Métodos de extinción de arco secundario

Los métodos utilizados para suprimir la corriente de arco secundario tienen como objetivo reducir su amplitud y acortar su tiempo de vida. Hoy en día se usan 2 medidas de supresión de arco secundario [42].

2.6.2.1 Reactores en derivación más reactor de neutro

Los reactores en derivación (shunt) se usan comúnmente para compensar la potencia reactiva capacitiva de las líneas de transmisión y proporcionan un medio para regular los niveles de voltaje en la red, en un sistema eléctrico, se encargan de extraer la corriente inductiva [43].

Con la línea de transmisión energizada, se puede generar una gran corriente de carga mediante la capacitancia de derivación que existe entre cada fase de la línea y entre los conductores de fase y tierra, debido a esta corriente de carga y efectos Ferranti (voltaje cuando la línea está en vacío), el voltaje del extremo receptor puede ser mayor que el del extremo emisor [44] por lo que, normalmente las líneas de transmisión en EAV poseen reactores de compensación en cada fase como puede verse en la Figura 2–34, estos están conectados de forma $Y_{neutro\ a\ tierra}$, para reducir el voltaje cuando la línea está en vacío o muy poco cargada; por lo que el valor de su reactancia es calculado únicamente para este fin [40].

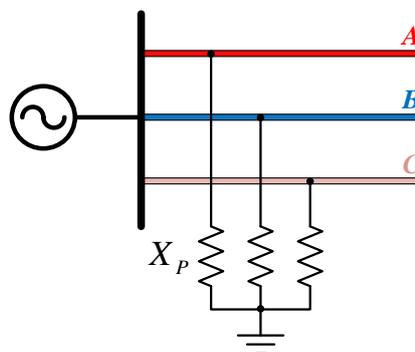


Figura 2–34 Esquema de conexión de reactores en derivación a cada fase con conexión Y neutro a tierra

En una apertura monofásica en líneas aéreas largas a más de usar reactores de fase, podría ser necesario adicionar un cuarto reactor conocido como reactor neutral o reactor de neutro que debería ayudar a que la impedancia de secuencia cero sea mayor que la impedancia de secuencia positiva [43], esto es necesario para reducir la corriente de arco secundario que permitirá que ésta se autoextinga.

El reactor de neutro estará conectado desde el punto neutro del arreglo de los reactores de fase hacia tierra, su valor de reactancia inductiva X_N debe ser sintonizado o ajustado de manera que con este esquema de cuatro reactores, se neutralice el acoplamiento capacitivo [40]. El conjunto de cuatro reactores estará conectados a ambos extremos de la línea de transmisión en paralelo tal como lo muestra la Figura 2–35.

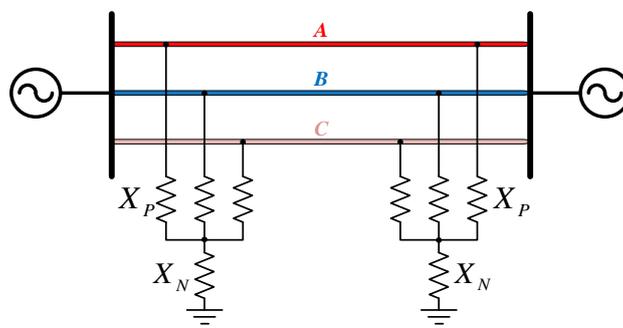


Figura 2–35 Conexión de reactores en derivación con reactor de neutro para eliminación de arco secundario

Con esta impedancia neutra adicional, el punto neutro del reactor tendrá potencial para aterrizar bajo condiciones de falla a tierra y polo abierto monofásico.

El circuito del reactor de derivación (X_p) con puesta a tierra (X_N) del reactor de neutro es igual a dos circuitos equivalentes: reactor de derivación trifásica X_0 y tres reactores de interfase trifásica X_1 como se aprecia en la Figura 2–36 y se definen en las Ecuaciones (2.55) y (2.56).

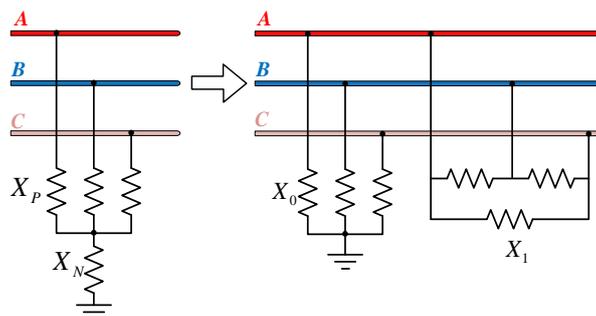


Figura 2–36 Circuitos equivalentes del reactor en derivación con reactor de neutro

Compensan respectivamente, la capacitancia de tierra y la capacitancia de interfase de la línea de transmisión. Cuando el reactor de interfase equivalente compensa por completo la capacitancia de interfase de la línea de transmisión, la susceptancia inductiva de la interfase equivalente es igual a la susceptibilidad capacitiva. En este caso, ocurre la resonancia paralela. Hace que la impedancia de lazo del componente inductivo se vuelva infinita y así elimina los efectos del componente inductivo de la corriente de arco secundaria.

$$X_1 = \frac{X_P}{X_N} (X_P + 3X_N) \quad (2.55)$$

$$X_0 = X_P + 3X_N \quad (2.56)$$

2.6.2.2 Interruptores de puesta a tierra de alta velocidad

Habitualmente se utilizan estos interruptores en líneas de EAV cortas y no transpuestas, HSGS (de sus siglas en inglés *High Speed Grounding Switches*) puede extinguir el arco secundario rápidamente mediante un interruptor de conexión a tierra, este tiene una menor impedancia que la del recorrido del arco secundario [44].

Los HSGS están instalados en ambos extremos de la línea de transmisión de EAV como se muestra en la Figura 2–37.

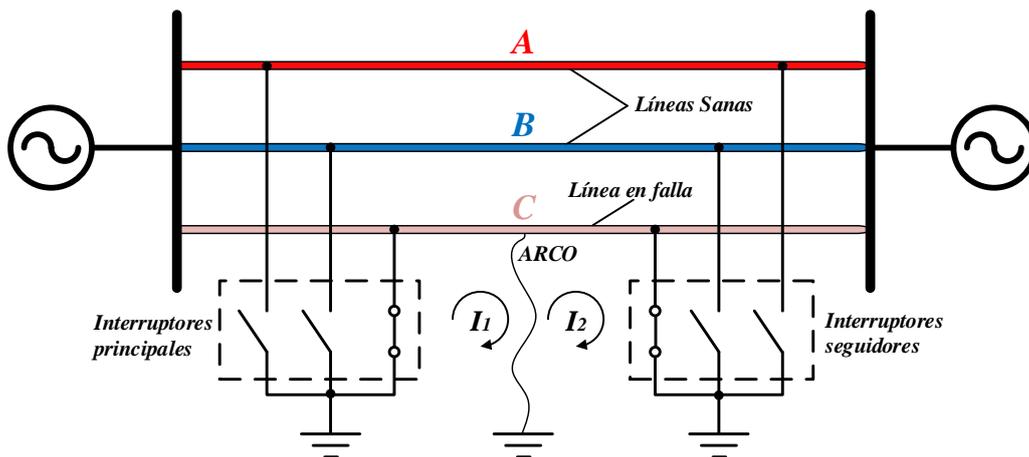


Figura 2–37 Líneas de transmisión con interruptores de puesta a tierra de alta velocidad (HSGS)

Cuando ocurre una falla monofásica a tierra, el sistema HSGS pone a tierra la fase en falla proporcionando así una nueva ruta por la cual circulará la corriente de arco

secundario [44]. De [42] se sabe que los sistemas HSGS presentan la siguiente secuencia de operación:

1. Ocurre una falla monofásica lo que genera un arco primario.
2. Se disparan los interruptores automáticos de la fase en falla y se genera un arco secundario.
3. El interruptor principal de la fase en falla se cierra, y luego el circuito cerrado da una trayectoria al arco y la corriente de inducción electromagnética (I_1) fluye en esa trayectoria.
4. Se cierra el interruptor seguidor de la fase en falla, y se forma otro circuito cerrado en el que fluye la corriente de inducción electromagnética (I_2).
5. Se abren los interruptores cerrados en el paso 3 y 4, esto significa que el sistema HSGS está abierto.
6. Los interruptores automáticos recierran para recuperar la línea.

Pero los sistemas de interruptores de puesta a tierra de alta velocidad tienen la desventaja de ser costosos.

2.6.3 Importancia en la Estabilidad Transitoria

Como se ha venido mencionando, la apertura y recierre monofásico ante un evento de falla monofásica línea-tierra, ayuda en lo que a Estabilidad Transitoria respecta, ya que permite tener mayor potencia respecto a una apertura y recierre trifásico esto se resume en que una apertura monofásica solo abre la fase en falla y las otras 2 fases aún funcionan evacuando potencia, mientras que, en una apertura trifásica, se abren las 3 con su respectiva pérdida de canal de evacuación.

Para mostrar el beneficio de una apertura y recierre monofásico, se utilizará el ejemplo de la referencia [8], el mismo contempla un SEP a 50 Hz, se modelará el sistema en ATP y se procederá con el respectivo análisis de un evento en falla en una de las línea y su apertura trifásica y monofásica.

A continuación, se describe el problema:

En la Figura 2–38 se aprecia un sistema compuesto por un generador conectado a la línea de transmisión mediante un transformador elevador. La línea de transmisión está compuesta por un circuito doble, donde la locación de las fases no es la misma con el fin de obtener una mejor simetría, en este caso, el orden de las fases es a, b, c en un circuito y en el otro es c, a, b.

Una fuente de capacidad infinita está representada por una fuente de voltaje, el transformador elevador presenta una conexión Y en el lado de la línea de transmisión (alto voltaje) y Δ en el lado del generador (bajo voltaje) [8].

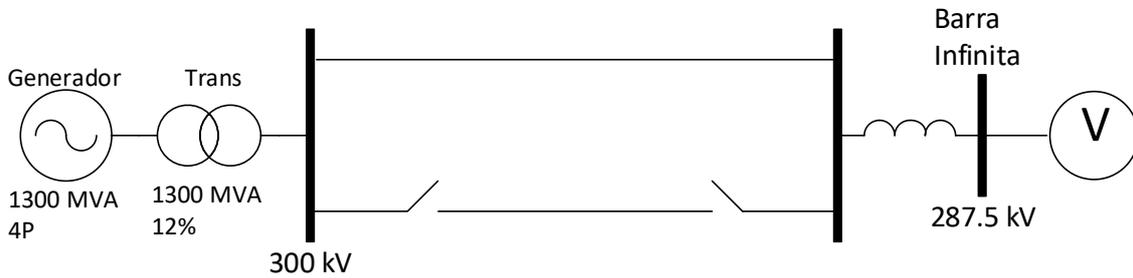


Figura 2–38 Esquema base para aplicación y comparación entre Apertura/Recierre trifásico y Apertura/Recierre Monofásico

Se considera un escenario de falla monofásica sobre la cual se actuará con Apertura y Recierre trifásico y monofásico respectivamente.

2.6.3.1 Falla monofásica; Apertura trifásica con Recierre trifásico

La Figura 2–39 muestra el esquema de simulación usado, en la misma se da una falla monofásica en una de las líneas, el recierre trifásico en el extremo izquierdo se da luego de 500 ms (tiempo muerto) de la apertura trifásica, se adiciona 100 ms más para efecto de sincronización para el recierre del lado derecho dando un tiempo de 600 ms para dicho lado. No se considera sistema de control alguno.

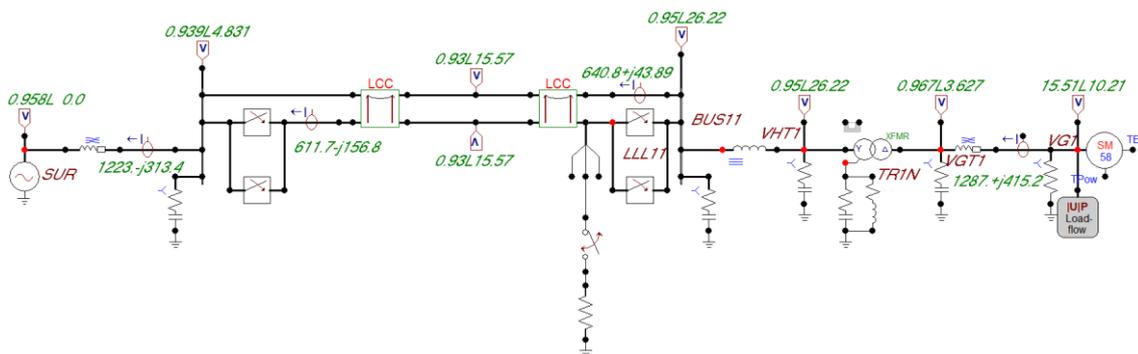


Figura 2–39 Esquema de simulación en ATP, falla monofásica, Apertura/Recierre trifásico, ejemplo tomado de [8]

Se considera que el sistema está funcionando a carga completa (1300 MW), las líneas tienen una longitud de 67 km respectivamente.

Los resultados de la simulación, referente al ángulo del rotor pueden verse en la Figura 2–40, en esta se puede observar que luego de 15 segundos de simulación se da la pérdida total de sincronismo por lo tanto se tiene una inestabilidad absoluta.

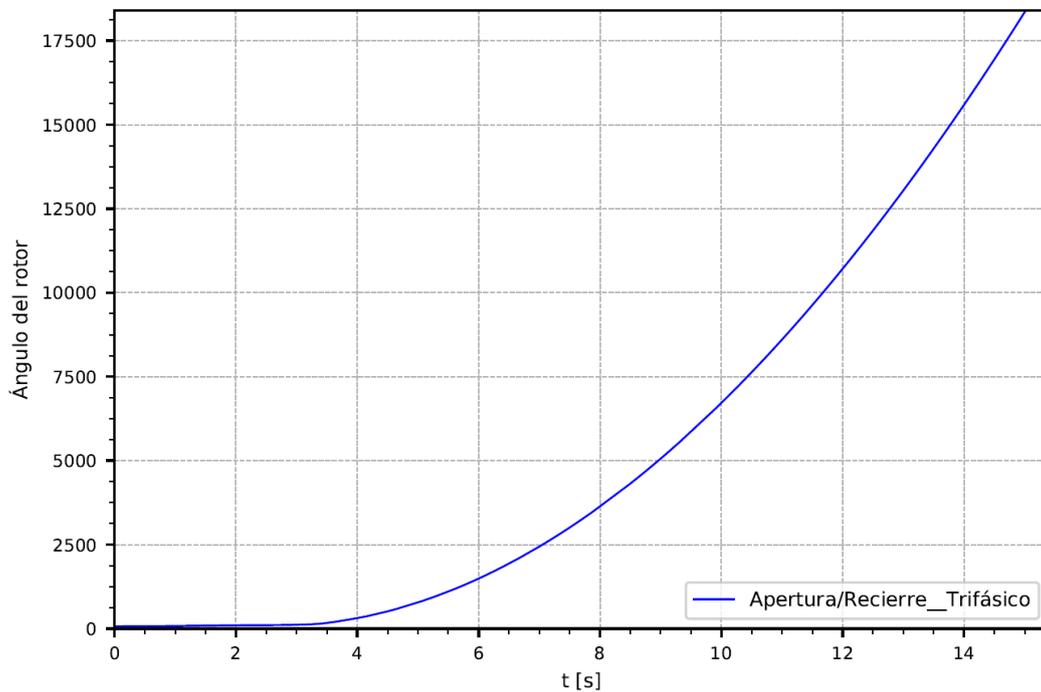


Figura 2–40 Ángulo del rotor luego de una falla monofásica bajo una Apertura/Recierre trifásico del sistema mostrado en la Figura 2–39

El sistema es incapaz de recuperar el sincronismo, el rotor sufre una variación de ángulo fuerte que impide luego del recierre, tener condiciones de estabilidad por lo que el sistema no presenta amortiguación alguna. Cabe recalcar que los sistemas de control pueden mejorar mucho esta situación, pero para casos de demostración se ha optado por no incluirlos en este análisis.

2.6.3.2 **Falla monofásica; Apertura monofásica con Recierre monofásico**

Bajo las mismas condiciones de falla y recierre consideradas en el punto anterior, se presenta en la Figura 2–41 el esquema de simulación en ATP, considerando ahora una Apertura y Recierre monofásico. El recierre del interruptor ubicado a la izquierda se realiza a los 500 ms (tiempo muerto) luego de la apertura monofásica, adicional a este tiempo, se considera 100 ms de sincronismo para el recierre del interruptor ubicado a la derecha a los 600 ms recuperando la fase en falla.

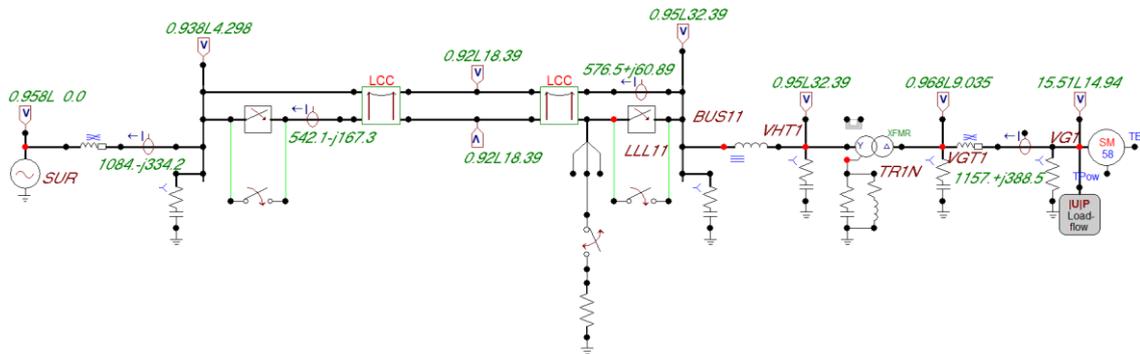


Figura 2–41 Esquema de simulación en ATP, falla monofásica, Apertura/Recierre monofásico, ejemplo tomado de [8]

Se considera que el sistema está funcionando a carga completa (1300 MW), las líneas tienen una longitud de 67 km respectivamente.

Los resultados de la simulación, referente al ángulo del rotor pueden verse en la Figura 2–42, en esta se puede observar que el sistema no pierde sincronismo, manteniendo la estabilidad aún sin ningún sistema de control.

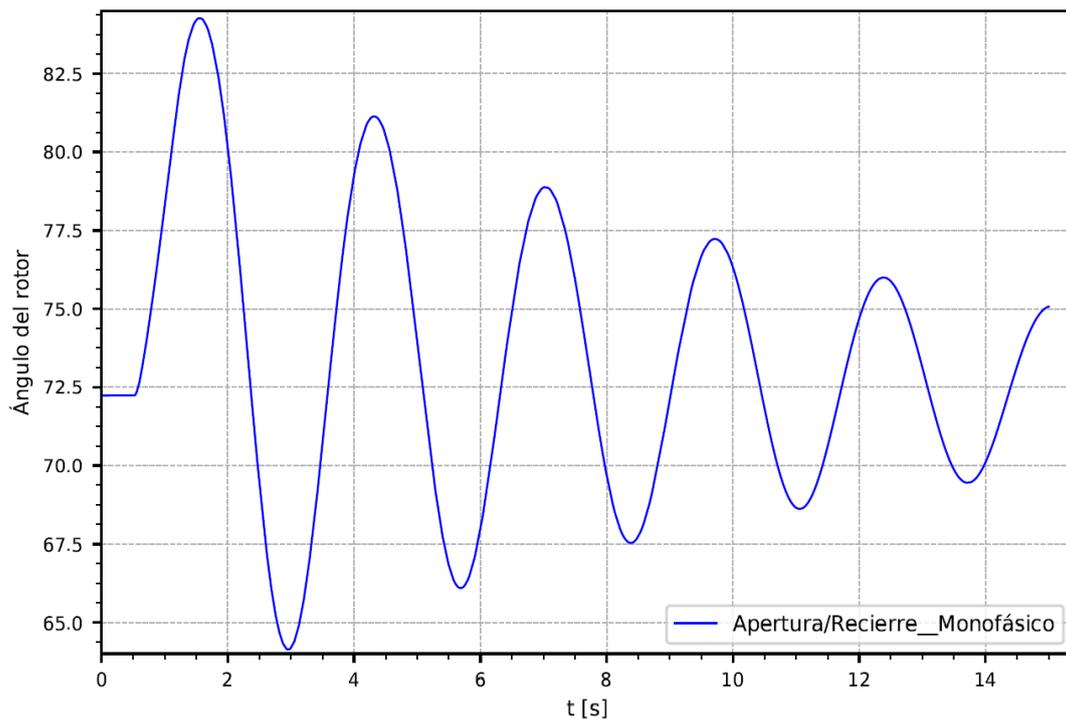


Figura 2–42 Ángulo del rotor luego de una falla monofásica bajo una Apertura/Recierre monofásico del sistema mostrado en la Figura 2–41

Luego la primera oscilación, el SEP logra amortiguarse debido a que el sistema tiene capacidad de evacuación durante el periodo de apertura y recierre monofásico, si bien el sistema no se amortigua inmediatamente, desde el punto de vista de estabilidad, el

sistema permanece estable, claro que desde un punto de vista mecánico y de oscilación esta condición supondría un esfuerzo mecánico en el rotor de la máquina.

Basados en los resultados obtenidos en la Figura 2–40 y Figura 2–42, podemos afirmar que una condición de falla es mejor soportada por el SEP si se contempla una acción de Apertura y Recierre monofásico ante una falla monofásica, considerando que el SEP a prueba no contaba con ningún sistema de control, y que la falla provoca la salida de una fase de una de las líneas, el sistema aún contaba con las otras 2 fases sanas para evacuar la energía; esto supone como se hizo evidente, una gran mejora frente a la Apertura y Recierre trifásico que contempla la salida de todas las fases limitando bruscamente la capacidad de evacuación.

Desde el punto de vista de estabilidad, se evitó un cambio brusco en la potencia y esto ayudó a que el sistema pueda amortiguarse, aunque siga oscilando luego de recuperada la fase.

3 Metodología para el análisis del sistema a prueba (CCS)

Cumpliendo con el objetivo principal, se determinará la potencia que puede ser evacuada bajo diferentes tiempos muertos. Para la metodología, se empleará el ejemplo de Haginomori (referencia [8]) con el fin de obtener la curva potencia-tiempo, la misma detallará el comportamiento del sistema.

El esquema base a seguir es el mostrado en la Figura 3–1:

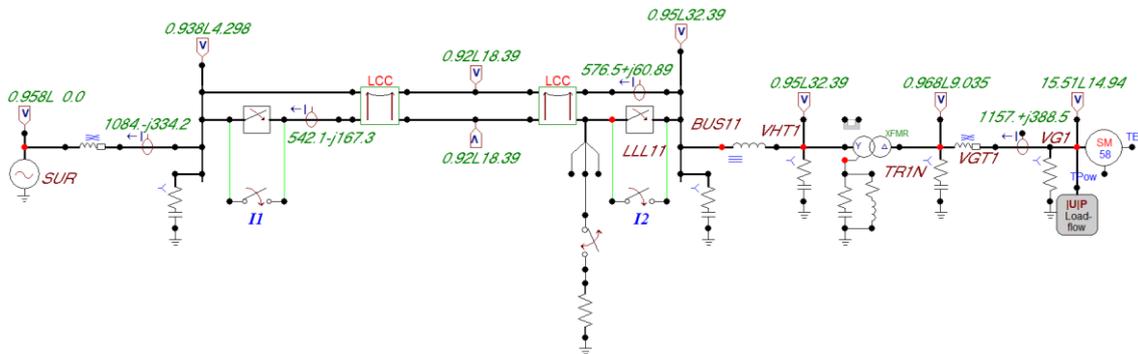


Figura 3–1 Esquema base sobre el cual se analizará la metodología

Para un mejor conocimiento y entendimiento del sistema, analizaremos los parámetros a modificar y las características del sistema, su carga y la máquina, así también conoceremos la forma en la cual se ingresa los datos para obtener el tiempo muerto requerido.

Primero planteamos condiciones de recierre exitoso, esto quiere decir que no se contemplará un tiempo muerto inferior al tiempo limitado por:

- Tiempo para extinción de arco secundario se tomará como 200 ms.
- Tiempo para regeneración del aislamiento luego de la falla se tomará como 300 ms

Con estos parámetros a cumplir vemos que estamos imponiendo un tiempo muerto mayor o igual a 500 ms, ya que por condiciones de seguridad no se considera tiempos menores al ya establecido, recordando que un tiempo menor garantizará la estabilidad, pero el reto consistirá en aumentar el tiempo muerto y obtener la mayor potencia de despacho para este.

3.1 Uso de ATP para el análisis de Estabilidad

En la Figura 3–1 se observa el SEP a analizar, el mismo se compone de un sistema de generación que transfiere la potencia mediante un transformador elevador usando dos líneas de transmisión para su evacuación y una fuente AC grande que conforma la barra infinita.

3.1.1 Máquina Síncrona y módulo de flujo de potencia en ATP

El modelo de máquina a usar en ATP es el 58 o modelo en el dominio de fase, el símbolo y configuración de este se presenta en la Figura 3–2.

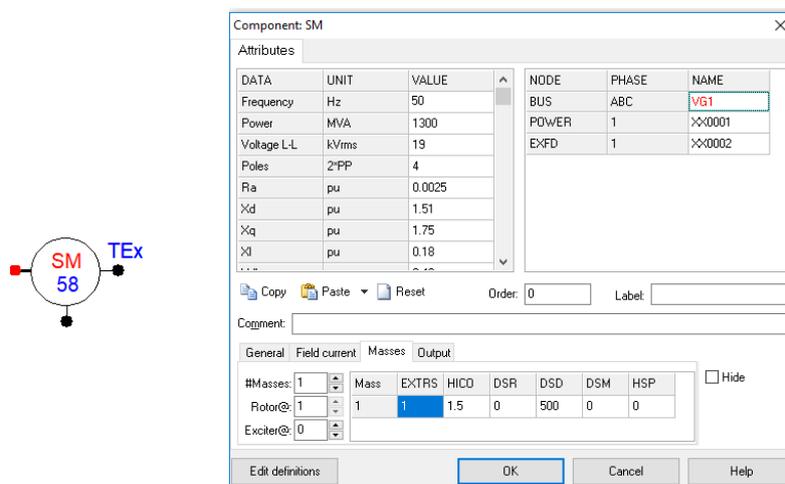


Figura 3–2 Símbolo y algunos parámetros de la máquina síncrona en ATP usando el modelo 58

Los parámetros principales requeridos serán nombrados tal como están escritos en ATP y se dará una breve reseña de estos basándonos en [45]:

- *Frequency*: frecuencia nominal en Hz.
- *Power*: potencia nominal en MVA.
- *Volt. L-L*: voltaje nominal de línea a línea en kVrms.
- *P*: número de polos (pares de polos * 2).
- *Ra*: resistencia de armadura en pu.
- *Xd*: reactancia síncrona del eje d en p.u.
- *Xq*: reactancia síncrona del eje q en p.u.
- *Xl*: reactancia de fuga en pu.
- *Xd'*: reactancia transitoria del eje d en p.u.
- *Xq'*: reactancia transitoria del eje q en p.u.
- *Xd''*: reactancia subtransitoria del eje d en p.u.

- Xq'' : reactancia subtransitoria del eje q en p.u.
- $Td0$: constante de tiempo de circuito abierto en el eje d en segundos.
- $Tq0$: constante de tiempo de circuito abierto en el eje q en segundos.
- $Td0''$: constante de tiempo subtransitorio de circuito abierto en el eje d en segundos.
- $Tq0''$: constante de tiempo subtransitorio de circuito abierto en el eje q en segundos.
- $X0$: reactancia de secuencia cero en pu.
- RN : parte real de la impedancia neutra de puesta a tierra en p.u.
- XN : parte imaginaria de la impedancia neutra de puesta a tierra en p.u.
- $XCAN$: reactancia característica de Canay en pu (si se desconoce asuma que $XCAN = XI$).
- $HICO$: momento de inercia de la masa, este valor saldrá de un cálculo que involucra la constante de inercia.
- DSR : coeficiente de autodescarga de la velocidad de desviación para la masa.
- DSD : coeficiente de amortiguación de velocidad absoluta para la masa.

En la opción *Output* se seleccionarán los elementos de salida que servirán para la medición de los parámetros de ingreso a los controladores (AVR y PSS), se debe recalcar que primero debe pasar por un proceso en el cual se acondiciona la señal, esto se lo realiza mediante un TAC que hace las veces de medidor.

En lo referente al flujo de potencia, se presenta en la Figura 3–3 el símbolo y parámetros de configuración de este.

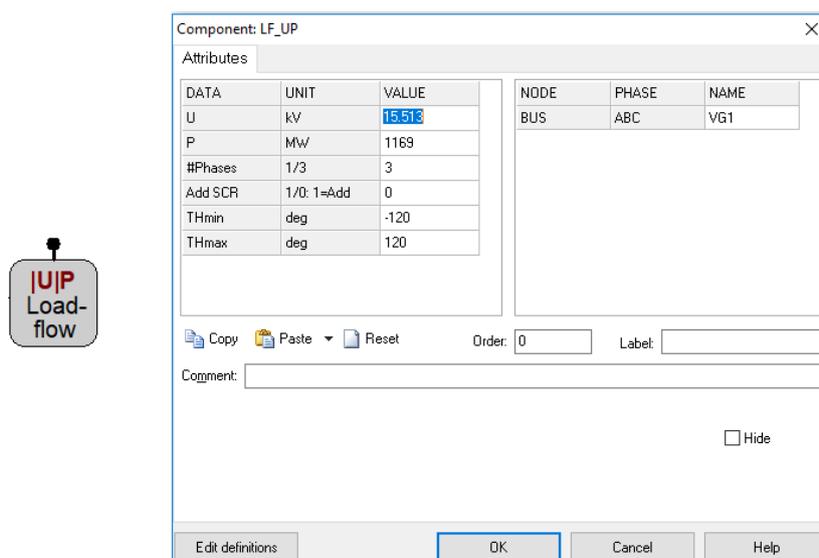


Figura 3–3 Símbolo y parámetros del módulo encargado de correr el flujo de potencia y de dar la restricción de potencia activa

El elemento observado en la Figura 3–3 es el encargado de correr el flujo de potencia en el SEP, también da la restricción de potencia activa al bus del generador, por lo que para variar la potencia a prueba, se cambiará en este módulo el parámetro P en [MW] deseado y analizado para un tiempo muerto determinado. La mayor potencia será limitada por el valor de potencia máxima del generador.

3.1.2 Transformador

En este caso se usó el modelo denominado *Hybrid Transformer – XFMR*, el símbolo y configuración de este se presenta en la Figura 3–4.

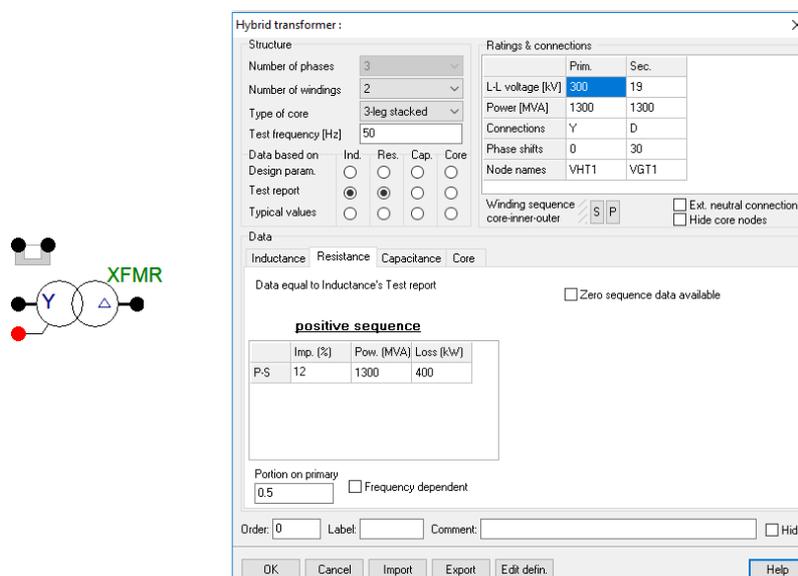


Figura 3–4 Símbolo y parámetros del transformador, modelo *Hybrid Transformer – XFMR*

En este modelo de transformador, la resistencia de devanado es dependiente de la frecuencia que a su vez es opcional, combina las fortalezas de diferentes enfoques, creando un modelo universal que se puede adaptar a configuraciones específicas de núcleos y bobinas [46].

Utiliza los puntos fuertes tanto de aproximación de matriz como de dualidad, y también incorpora efectos capacitivos y la dependencia de frecuencia de las resistencias, refleja una estructura real del núcleo e incluye fugas entre el núcleo y las bobinas. Representa las disposiciones internas del núcleo y la bobina, teniendo la posibilidad de aplicarlo universalmente a conexiones en estrella, delta, automáticas o en zigzag, que se componen de conexiones externas en los terminales del modelo [46].

3.1.3 Línea de transmisión

ATP permite usar un módulo llamado Línea/Cable, este se representa como LCC en ATP Draw, en la Figura 3–1 se ve que en la línea de transmisión se tiene 2 modelos LCC, esto es debido a que el sistema contempla 2 líneas de evacuación de energía.

Su esquema y parámetros referente al modelo se ven en la Figura 3–5.

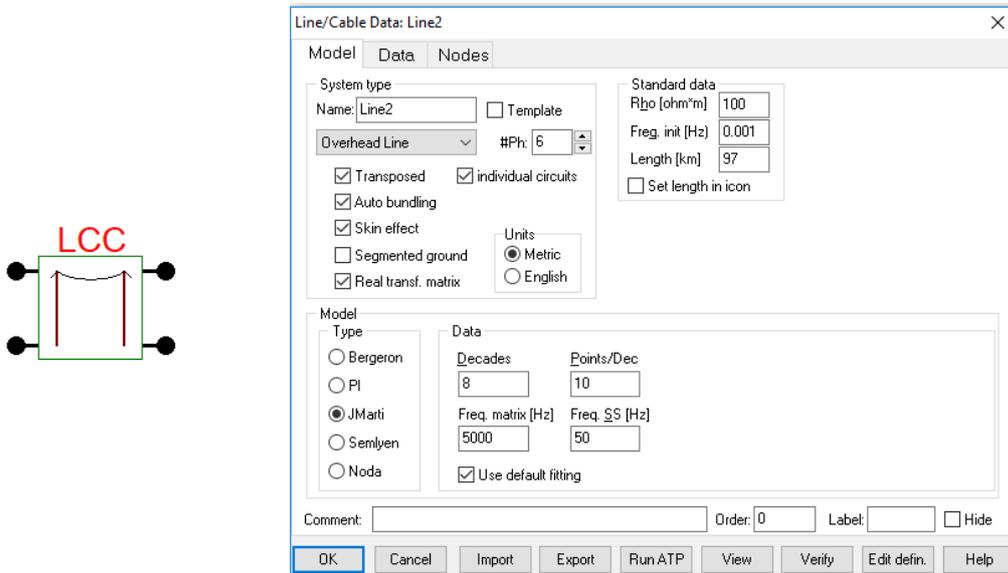


Figura 3–5 Símbolo y pestaña Model de la línea de transmisión

En la pestaña *Model* vista en la Figura 3–5 se puede seleccionar el tipo de sistema (línea aérea, cables de un solo núcleo, tubería envolvente) y modelo para construir una base de datos. Adicionalmente en esta pestaña se ingresará la longitud de la línea.

En lo referente al Modelo, tenemos las siguientes opciones y una breve descripción según [47]:

- *Bergeron*: solo adecuado para frecuencias conocidas.
- *PI*: adecuado para cables cortos y frecuencia conocida.
- *JMarti*: modelo dependiente de frecuencia con matriz de transformación constante.
- *Noda*: modelo dependiente de la frecuencia, no compatible con constantes de cable.
- *Semlyen*: modelo simple ajustado dependiente de la frecuencia.

La simulación de transitorios del sistema de transmisión en ATP puede basarse en los modelos dependientes de la frecuencia JMarti, Noda. o Semlyen [47].

Los modelos Bergeron, JMarti y Semlyen trabajan en el dominio modal y asumen una matriz de transformación constante, mientras que, el modelo Noda funciona directamente en el dominio de fase, este modelo aproxima los elementos de la matriz de propagación con una función de transferencia de dominio z polinomial usando un paso de tiempo predeterminado [47].

La Figura 3–6 muestra la pestaña referente a los datos o *Data* de la línea de transmisión.

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]	Separ [cm]	Alpha [deg]	NB
1	1	0.525	1.425	0.0738	-6.3	43	43	12.5	0	2
2	2	0.525	1.425	0.0738	-6.7	35.4	35.4	12.5	0	2
3	3	0.525	1.425	0.0738	-7.1	27.8	27.8	12.5	0	2
4	4	0.525	1.425	0.0738	6.3	43	43	12.5	0	2
5	5	0.525	1.425	0.0738	6.7	35.4	35.4	12.5	0	2
6	6	0.525	1.425	0.0738	7.1	27.8	27.8	12.5	0	2
7	0	0.525	0.875	0.277	13.4	52	52	0	0	0
8	0	0.525	0.875	0.277	-13.4	52	52	0	0	0

Figura 3–6 Pestaña Data de la línea de transmisión

En la pestaña observada en la Figura 3–6 ingresaremos los valores geométricos y de materiales para los conductores de líneas aéreas, los mismos se presentan a continuación con una breve descripción [48], se usará el nombre en inglés para una mejor referencia.

- *Ph no.:* número de fase. Un valor de 0 hace referencia al cable de tierra (eliminado).
- *Rin:* radio interno de un conductor medido en cm o pulgada. Solo disponible con efecto de piel.
- *Rout:* radio externo de un conductor medido en cm o pulgada.
- *Resis:* resistencia del conductor en CC con efecto piel o en frecuencia sin efecto piel.
- *Horiz:* distancia horizontal medida en metros o pies desde el centro del paquete que conforma la línea de transmisión hasta una línea de referencia seleccionable.

- *Vtower*: altura vertical en la torre del paquete que conforma la línea de transmisión medida en metros o pies.
- *Vmid*: altura vertical a la mitad del tramo medida en metros o pies del paquete que conforma la línea de transmisión.

Adicionalmente, si se marca la opción *Auto bundling* (agrupación o empaquetamiento automático) en la pestaña *Model* vista en la Figura 3–5, se adiciona lo siguiente:

- *Separ*: distancia entre conductores en un paquete medida en centímetros o pulgadas.
- *Alpha*: posición angular de uno de los conductores en un paquete, medido en sentido antihorario desde la línea horizontal.
- *NB*: Número de conductores en un paquete.

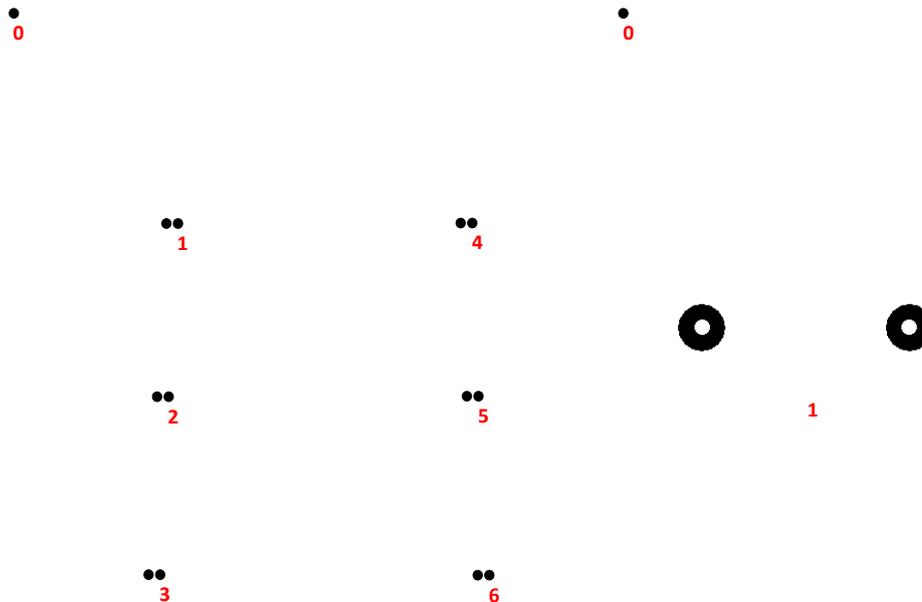


Figura 3–7 Esquema básico de la distribución de las fases en la torre y corte transversal del paquete que conforma la fase 1

Se puede tener una imagen de cómo quedaría la torre de transmisión de una manera muy básica al seleccionar la opción *View*, la misma proyecta el arreglo de los conductores en la torre y permite acercar la imagen con el fin de observar los conductores y su corte transversal tal como se ve en la Figura 3–7. De esta manera se verifica que los datos ingresados son correctos y que el arreglo físico de los elementos y fases es el correcto.

La pestaña *Nodes* no se analizará mayormente ya que contiene nombres de los nodos a los cuales se conecta las líneas más no tiene alguna configuración relevante, esta pestaña resulta más como fuente de información de la conexión.

Una vez cargado los parámetros, el módulo LCC ejecutará los cálculos con el fin de obtener valores necesarios para la simulación, como por ejemplo valores de Z_0 , Z_1 , Z_2 ; etc. Si algún parámetro está mal, no se ejecutará este proceso.

A lo largo de una línea aérea, para una única fase, la caída de voltaje a cierta distancia se describe mediante la ecuación diferencial (3.1) según [49].

$$-\frac{\partial v}{\partial x} = R' i + L' \frac{\partial i}{\partial t} \quad (3.1)$$

De acuerdo con la Figura 3–5, el modelo usado corresponde a JMarti, mismo que es dependiente de la frecuencia; en este sentido los parámetros R' y L' no son constantes sino funciones de frecuencia. Debido a esto, las caídas de voltaje deben expresarse en forma de ecuaciones fasoriales a frecuencia específica [49]. La ecuación vectorial se puede representar para las tres fases mediante (3.2).

$$-\begin{bmatrix} dV_1/dx \\ dV_2/dx \\ dV_3/dx \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z'_{11} & Z'_{12} & Z'_{13} \\ Z'_{21} & Z'_{22} & Z'_{23} \\ Z'_{31} & Z'_{32} & Z'_{33} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

La ecuación (3.2) puede expresarse de manera general mediante la ecuación (3.3)

$$-\left[\frac{dV}{dx} \right] = [Z'] \cdot [I] \quad (3.3)$$

Donde:

- V es el vector de voltajes fasoriales (línea a tierra).
- I es el vector de corrientes fasoriales en las líneas.

$[Z'] = [R'(\omega)] + j\omega [L'(\omega)]$ representa la matriz de impedancia en serie que es simétrica y compleja [49].

$Z'_{ii} = R'_{ii} + j\omega L'_{ii}$ representa el elemento diagonal que es la autoimpedancia en serie por unidad de longitud formada por la fase i y el retorno a tierra [49].

$Z'_{ki} = R'_{ki} + j\omega L'_{ki}$ representa el elemento fuera de la diagonal que es la impedancia mutua en serie por unidad de longitud formada por la fase i y la fase k que determina el voltaje inducido longitudinalmente en la fase k si una corriente fluye en la fase i , o viceversa [49].

Las fórmulas de Carson para calcular Z_{ii} y Z_{ik} se usan para *constantes de línea* y *constantes de cable* que respaldan la rutina proporcionada por ATP y EMTP.

3.2 Determinación de tiempos muertos de recierre monofásico en función de la Potencia de despacho y Estabilidad transitoria del ejemplo de Haginomori (referencia [8])

Con las aclaraciones realizadas en el punto anterior referente al uso de ATP, se procederá a realizar el análisis de los tiempos muertos de recierre monofásico en función de la Potencia de despacho y Estabilidad transitoria del SEP mostrado en la Figura 3–1, esto como metodología a seguir para el análisis de Coca Codo Sinclair.

Partimos del hecho de considerar un tiempo muerto de recierre monofásico mayor a 500 ms, y se considera los tiempos muertos mostrados en la Tabla 3.1 con el fin de obtener para cada uno de estos la potencia máxima de despacho sin que se pierda la estabilidad.

Tabla 3.1 *Tiempo muerto de recierre monofásico para el análisis del ejemplo tomado de [8]*

Tiempo muerto	
seg	ms
0,5	500
1	1000
1,5	1500
2	2000
2,5	2500
3	3000

El sistema en mención visto en la Figura 3–1 presenta un escenario de falla monofásica, considerando una resistencia de falla muy pequeña (0.00001Ω) simulando así un cortocircuito franco a tierra (caso crítico), luego de darse la falla, los sistemas de protección actúan, abriendo la fase con problemas y posteriormente se da el recierre monofásico con el fin de recuperar dicha fase. La barra cercana a la falla (Alto voltaje), presenta una conexión en Y, mientras que en el lado de generación se tiene una conexión en Δ . Este tipo de conexión es empleada en transformadores elevadores al principio de una línea y no al final, su relación es $\frac{\vec{V}}{\sqrt{3}}$.

3.2.1 Tiempo muerto de 0.5 s.

Se buscará la potencia límite a soportar sin que se pierda la estabilidad usando este tiempo de recierre monofásico, el límite se considerará a la potencia que al aumentar un MW lleve a la pérdida de estabilidad.

La Figura 3–8 muestra la curva de oscilación de la máquina con un tiempo muerto de 500 ms y una potencia de despacho de 1300 MW (máxima potencia posible).

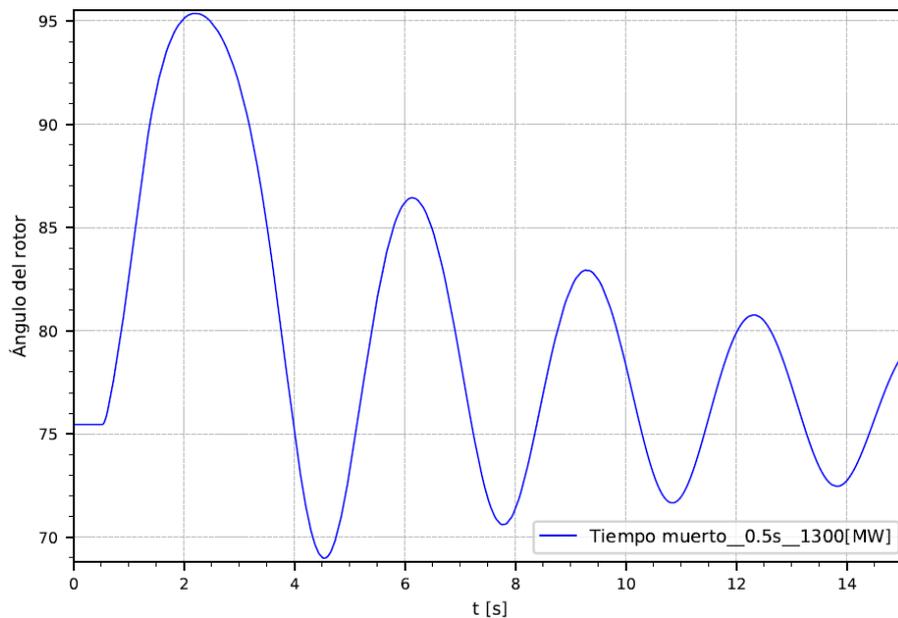


Figura 3–8 Curva de oscilación del rotor con un tiempo muerto de 0.5 seg y máxima potencia de despacho (1300 MW)

De acuerdo con la Figura 3–8, con una apertura y recierre monofásico ante una falla y considerando 0.5 segundos de tiempo muerto, la máquina sincrónica no pierde estabilidad, si bien oscila, no significa una pérdida de sincronismo ya que como se aprecia, estas oscilaciones se amortiguan una vez recuperada la fase en falla.

En base a estos resultados, se puede afirmar que es posible despachar 1300 MW considerando un tiempo mínimo de recierre de 0.5 segundos ante una falla monofásica.

3.2.2 Tiempo muerto de 1 s.

Para este tiempo muerto se buscará un valor límite de potencia de despacho soportado sin perder estabilidad. La Figura 3–9 muestra las curvas de oscilación de la máquina, la curva a) representa una potencia de despacho de 1231 MW y la curva b) representa una potencia de despacho de 1230 MW.

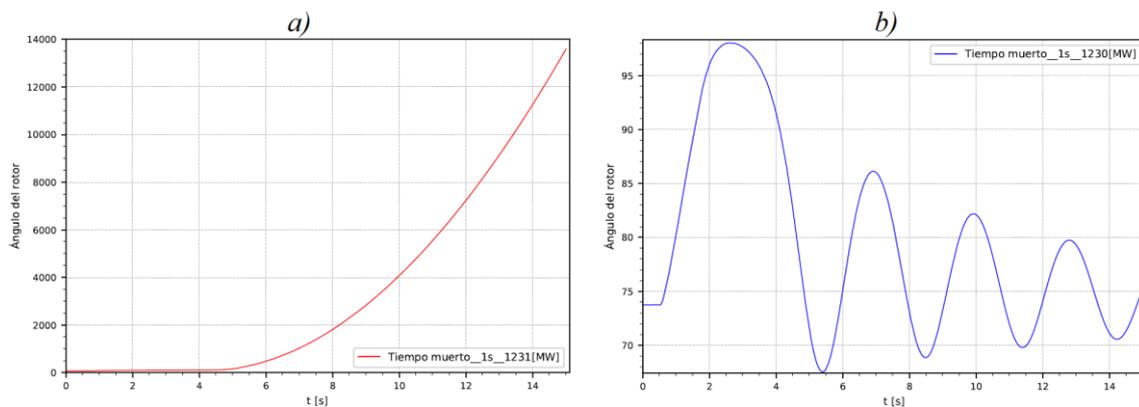


Figura 3–9 Curvas de oscilación del rotor con un tiempo muerto de 1 seg y potencias de despacho de 1231 MW a) y 1230 MW b)

En la Figura 3–9 a) se puede observar que al considerar un tiempo muerto de 1 segundo, y despachar una potencia de 1231 MW, el sistema, luego de una falla, pierde completamente la estabilidad, mientras que en la Figura 3–9 b), se ve que al disminuir 1 MW y despachar 1230 MW, considerando las mismas condiciones de falla, el sistema es capaz de mantener la estabilidad luego de una falla monofásica, se observa que las oscilaciones se amortiguan y no hay pérdida de sincronismo.

Por lo tanto y en base a los resultados, es posible afirmar que, con un tiempo muerto de 1 segundo, la potencia de despacho sin que se pierda estabilidad es de 1230 MW.

3.2.3 Tiempo muerto de 1.5 s.

Con este tiempo muerto, se presenta en la Figura 3–10 los resultados referentes a la oscilación del ángulo de la máquina.

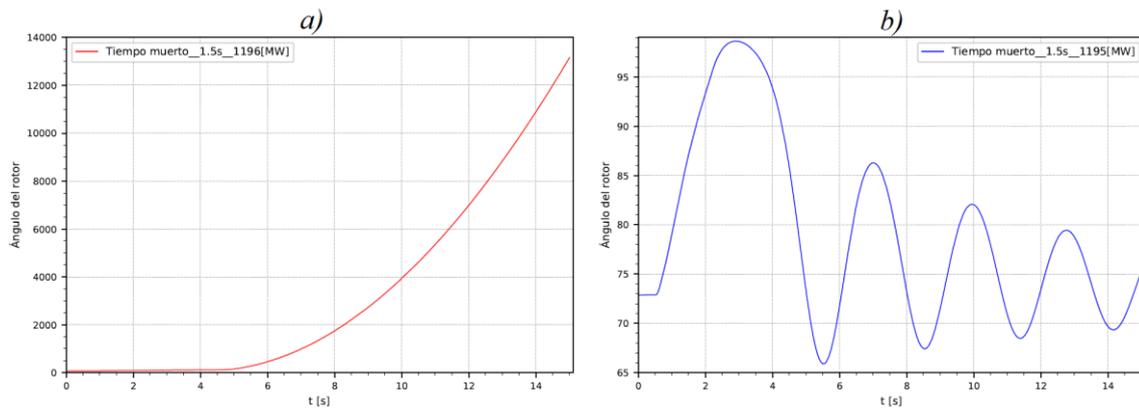


Figura 3–10 Curvas de oscilación del rotor con un tiempo muerto de 1.5 seg y potencias de despacho de 1196 MW a) y 1195 MW b)

La Figura 3–10 a) muestra la oscilación del ángulo de la máquina considerando una potencia de despacho de 1196 MW, se aprecia que se pierde el sincronismo provocando la pérdida de estabilidad, mientras que en la Figura 3–10 b) se reduce 1MW a la potencia de despacho, teniendo 1195 MW, esto supone conservar el sincronismo y por ende la estabilidad ante una falla monofásica.

3.2.4 Tiempo muerto de 2 s.

La Figura 3–11 muestra las curvas de oscilación de la máquina ante una falla monofásica y con dos diferentes potencias de despacho.

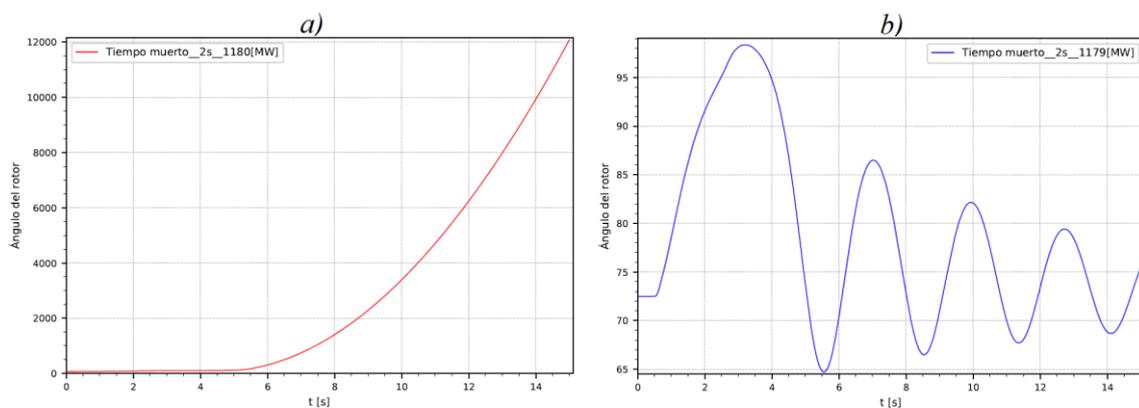


Figura 3–11 Curvas de oscilación del rotor con un tiempo muerto de 2 seg y potencias de despacho de 1180 MW a) y 1179 MW b)

Como se observa en la Figura 3–11 a) con una potencia de despacho de 1180 MW, y un tiempo muerto de 2 segundos, luego de una falla monofásica, se pierde la estabilidad de la máquina, mientras que en la Figura 3–11 b), se ve que, con 1179 MW de despacho,

el sistema mantiene el sincronismo aun oscilando por lo tanto la máquina se mantiene estable luego de una falla monofásica.

3.2.5 Tiempo muerto de 2.5 s.

La Figura 3–12 muestra las curvas de oscilación de la máquina ante una falla monofásica y con dos diferentes potencias de despacho.

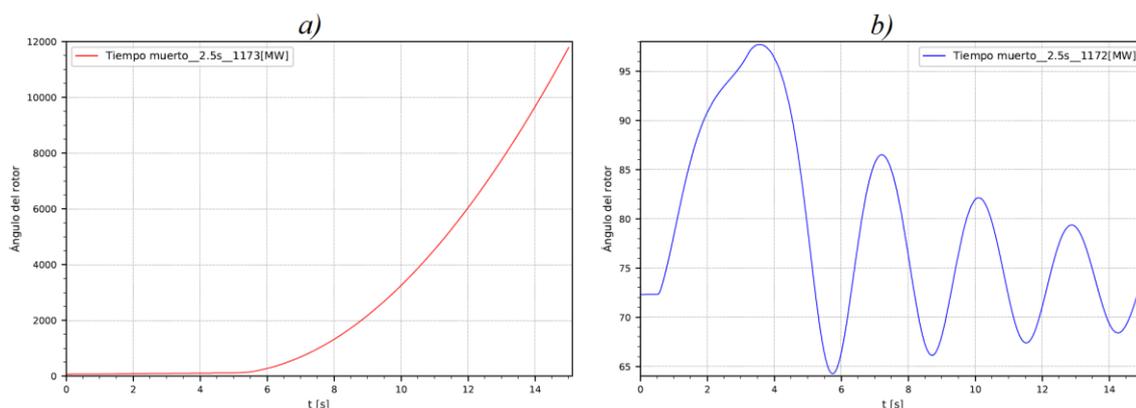


Figura 3–12 Curvas de oscilación del rotor con un tiempo muerto de 2.5 seg y potencias de despacho de 1173 MW a) y 1172 MW b)

La Figura 3–12 a) muestra que se pierde la estabilidad al despachar 1173 MW luego de una falla monofásica, en tanto la Figura 3–12 b) muestra que al mermar el despacho a 1172 MW, se mantiene la estabilidad luego de una falla monofásica.

En base a los resultados obtenidos, la Tabla 3.2 resume las potencias de despacho límite y sus respectivos tiempos muertos en los cuales no se pierde estabilidad en el sistema aun considerando que este oscila luego de la perturbación y recuperación de la línea.

Tabla 3.2 Tiempo muerto vs Potencia de despacho límite sin pérdida de estabilidad

Tiempo muerto [seg]	Potencia de despacho [MW]
0,5	1300
1	1230
1,5	1195
2	1179
2,5	1172
3	1169

La Figura 3–13 muestra la curva Potencia – Tiempo muerto, que ejemplifica el comportamiento del sistema y bajo la cual se cumple un estado de estabilidad. Es curva resulta como el objetivo principal de la metodología ya que el estudio final de CCS seguirá estos parámetros con el fin de obtener estas curvas para diferentes tiempos muertos.

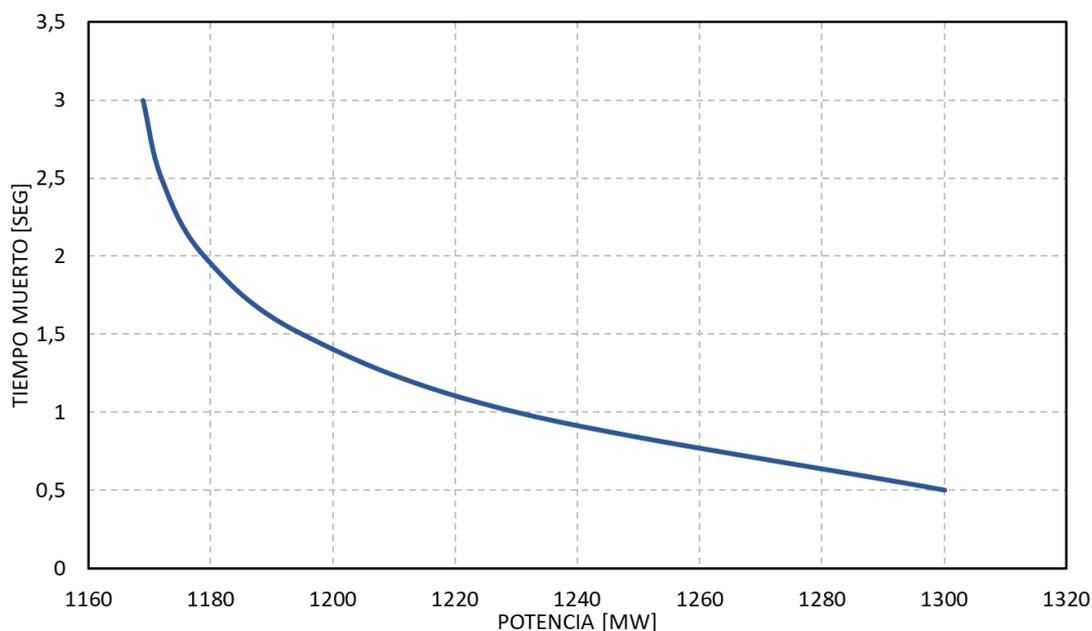


Figura 3–13 Curva Potencia de despacho vs Tiempo muerto bajo condiciones de estabilidad

Analizando la Tabla 3.2 y verificando la curva vista en la Figura 3–13, vemos que al aumentar el tiempo muerto, la potencia de despacho tiende a volverse similar, en otras palabras, al cambiar de un tiempo muerto de 0.5 segundos a 1 segundo, la potencia de despacho se reduce en 70 MW (de 1300 MW a 1230 MW, es decir, la potencia se reduce un 5.38 % respecto a la inicial considerada en este caso como 1300 MW), pero al pasar de un tiempo muerto de 2.5 segundos a 3 segundos, la potencia de despacho se reduce en 3 MW (de 1172 MW a 1169 MW, es decir, la potencia se reduce un 0.25 % respecto a la inicial considerada en este caso como 1172 MW) por lo que un tiempo muerto mayor no significaría una reducción considerable de la potencia ya que la curva conforme se aumenta el tiempo tiende a crecer verticalmente.

3.3 Análisis por cambio de potencia durante el recierre y sincronización

Cuando se da un evento de falla u operación anormal del sistema cerca de la estación de energía, se produce un cambio repentino del momento eléctrico del generador e induce vibraciones torsionales en la turbina eje de la unidad generadora [50].

Las oscilaciones de torsión influyen acumulativamente en la fatiga del material y acortan la vida útil del eje; la magnitud de esos efectos depende en gran medida de los valores de amplitud. El eje de una máquina generadora está diseñado para soportar hasta varias docenas de choques fuertes ocasionados por ejemplo, por cortocircuitos cercanos al generador o intentos fallidos de sincronización y un número muy elevado de choques más leves causados por perturbaciones remotas o menores por ejemplo, el cambio de línea a pequeñas diferencias de ángulo [50].

Según [50], para que no se afecte la vida útil real de un eje, luego de una perturbación, el cambio en la salida de un generador eléctrico (ΔP) debe ser inferior al 50% (0.5 p.u) de su potencia activa nominal para que la sincronización en la línea sea segura.

De acuerdo al criterio del 50% de cambio de potencia, para un análisis se considerará el pico máximo de potencia que se da en el momento de sincronización, así como la potencia a la cual se tenía el sistema antes de darse este pico, siendo la diferencia ΔP la que indique si se ha superado o no el límite del 50% de la potencia activa nominal de la máquina (en el caso de CCS cada máquina es de 185 MW), la Figura 3–14 muestra un ejemplo de cómo se considerarían estos valores y se obtiene ΔP :

Cabe aclarar que como se ve en la Figura 3–14, el recierre y sincronización no se dan en el punto máximo de la oscilación, se debe considerar que si se ajusta el tiempo muerto y este coincide el recierre y la sincronización en el punto máximo de la primera, segunda o tercera oscilación, el cambio de potencia ΔP puede ser mayor que si se diese el recierre en la parte baja de estas oscilaciones lo que ya supondría en ese instante una violación por cambio de potencia, para esos casos, estudios deben ser realizados.

Las oscilaciones torsionales tienen una amortiguación natural baja, por lo tanto, dos perturbaciones que ocurren durante un corto período de tiempo podrían dar como resultado oscilaciones mucho mayores de las que causarían por separado. Por esto, si las operaciones de conmutación se llevan a cabo cerca de una central eléctrica, es necesario separarlas a tiempo y de acuerdo con [50] este tiempo debe ser al menos 10 segundos.

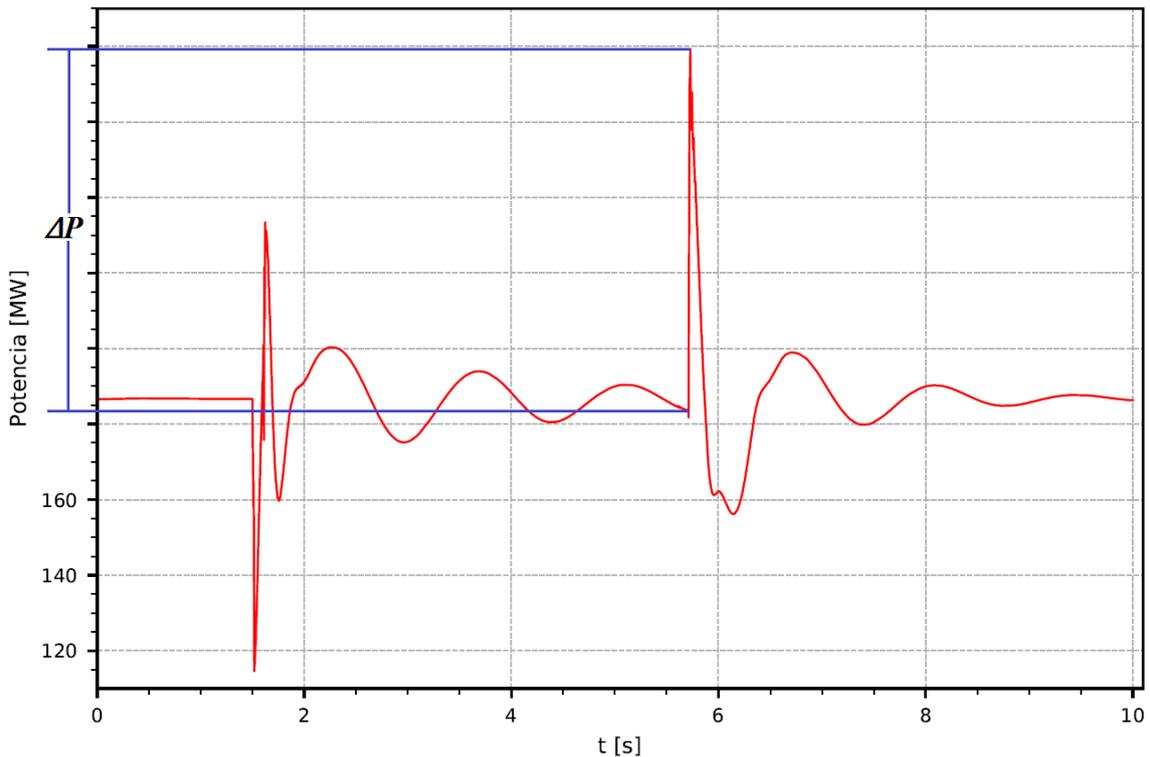


Figura 3-14 Límites para obtener ΔP considerando un cambio de potencia máximo del 50% de la potencia activa nominal de una máquina.

Para la simulación de sistemas con falla, se requiere conocer voltajes de prefalla en barras y la matriz de impedancia de barra, en este sentido, se consideran dos métodos:

Método 1: aquí no se consideran elementos shunt, cargas ni taps de transformadores en el desarrollo de la matriz de impedancia de barra de secuencia, de esta manera se asume un voltaje de prefalla de 1 p.u. en todas las barras del sistema; ya con la matriz de impedancia, se simula el sistema considerando la falla bajo estudio obteniendo así valores de voltaje y corriente en todos los elementos del sistema.

Método 2: aquí sí se consideran elementos shunt, cargas y taps de transformadores en el desarrollo de la matriz de impedancia, de esta manera y considerando condiciones de operación estable (sin falla), se debe correr un flujo de potencia que permita tener valores de voltaje y corriente prefalla en todas las barras del sistema. El voltaje prefalla, en este caso y debido al flujo de potencia resulta diferente a 1, considerando que dicho valor será muy cercano a 1 p.u. tal como se puede ver en la barra de alto voltaje mostrada en la Figura 3-1, que presenta un valor medido de voltaje de 0.95 p.u.

Estos voltajes nodales resultantes de correr un flujo inicial en estado estable constituyen las condiciones iniciales de voltaje en el cortocircuito.

4 Simulación y análisis Coca Codo Sinclair

La configuración más crítica para analizar la Estabilidad (Transitoria y de pequeña señal) de Coca Codo Sinclair se da cuando se tiene en operación una sola Línea de Transmisión entre las subestaciones San Rafael y El Inga y de acuerdo a estudios iniciales de flujos de potencia se transmitiría 740 MW; considerando que cada máquina de CCS es de 205 MVA a 13.8 kV, para este escenario de caso crítico se requiere un mínimo de 4 unidades en operación [34].

Para líneas de 500 kV, el tiempo muerto usualmente empleado es de 500 ms, este considera la extinción de arco secundario y recuperación de las propiedades aislantes, luego de este tiempo muerto, se considera 100 ms más para cerrar el extremo a lado de la S/E San Rafael por condiciones de sincronización (ángulo y voltaje) [34]. La Figura 4-1 muestra el esquema de CCS con 4 máquinas.

Como se observa en la Figura 4-1, no se dispone de una de las líneas de CCS, esta condición crítica se asume para este análisis bajo el cual tenemos 4 máquinas con sus respectivos sistemas de control (AVR y PSS), en el Anexo 3, podemos observar un esquema completo de CCS con sus 8 máquinas y sus respectivos sistemas de control, cabe mencionar que dichos sistemas no se implementan en TACS sino en lenguaje de programación *MODELS* propio de ATP.

El grupo generador de CCS es un grupo coherente, es decir luego de la ocurrencia de grandes perturbaciones tienden a oscilar juntos, esta coherencia no depende de la magnitud de la perturbación. Al saber que este SEP está formado por un grupo coherente de generadores, las curvas de respuesta del ángulo del rotor serán similares para todos los generadores que conforman el grupo coherente, por esta razón se suele simplificar el análisis considerando una sola curva de uno de estos generadores para este fin.

4.1 Análisis de estabilidad Transitoria de Coca Codo Sinclair

Basándonos en el esquema visto en la Figura 4–1, Consideramos una potencia máxima de despacho de cada una de las máquinas de 185 MW c/u, esta representaría la potencia nominal activa.

Se busca límites de Estabilidad Transitoria, considerando un tiempo muerto máximo de 4 segundos o 4000 ms, este tiempo muerto se consideraría como límite máximo y antes de este no se activarán la protección por secuencia negativa, la misma que superado este límite de tiempo, abrirá los interruptores, el tiempo muerto mínimo se establece en 500 ms por las aclaraciones ya hechas anteriormente (extinción de arco secundario y regeneración del aislante).

4.1.1 CASO 4, 5 y 6 Máquinas

Para este punto específico se verificará los casos en los cuales se tiene en despacho 4, 5 y 6 máquinas ya que como se verá en el análisis, no presentan mayor problema de Estabilidad Transitoria aun considerando una máxima potencia de despacho y el tiempo muerto máximo asumido (4000 ms).

4.1.1.1 Caso 4 máquinas

Consideramos una potencia máxima de despacho de cada una de las máquinas (185 MW c/u), por lo que, en el caso de 4 máquinas, se despacharía un total de 740 MW.

La Figura 4–2 *a)* muestra el resultado referente al ángulo del rotor y la Figura 4–2 *b)* muestra la curva de potencia ante una falla monofásica y posterior apertura y recierre monofásico.

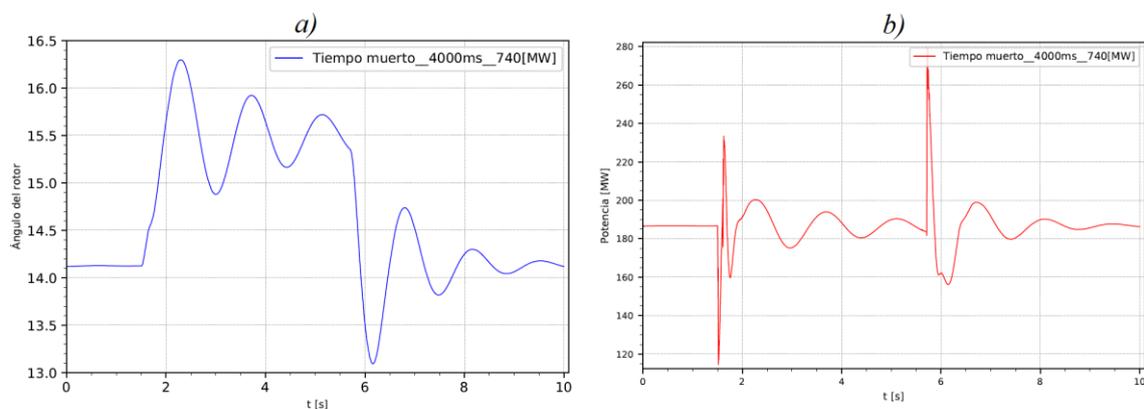


Figura 4–2 Curvas de oscilación del ángulo del rotor y potencia con un tiempo muerto de 4000 ms, Caso 4 máquinas

De acuerdo con la Figura 4–2, se concluye que bajo una falla monofásica considerando un esquema de Apertura y Recierre monofásico y con 4 máquinas a plena potencia, es posible desde el punto de vista de Estabilidad Transitoria, despachar toda la potencia generada aun considerando un tiempo muerto alto (4000 ms).

El usar un tiempo muerto menor ayudará a mejorar la Estabilidad de la máquina, para este caso se utilizará el tiempo muerto mínimo establecido en 500 ms y se despachará 740 MW, los resultados referentes al ángulo de la máquina se pueden ver en la Figura 4–3 a) y la potencia en la Figura 4–3 b):

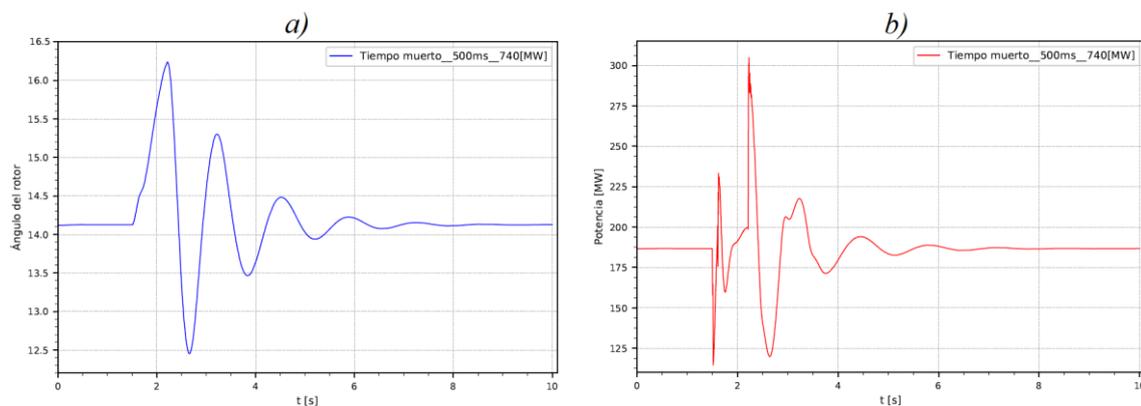


Figura 4–3 Curvas de oscilación del ángulo del rotor y potencia con un tiempo muerto de 500 ms, Caso 4 máquinas

Para este caso se presentará una observación adicional; como se mencionó en la parte teórica referente a los sistemas de control (AVR y PSS), tienden en ciertos momentos a contrarrestar el efecto de uno de ellos, es decir mientras un sistema de control AVR o PSS manda una señal positiva, puede que al mismo instante el otro sistema de control mande una señal pero en sentido contrario al primero, este efecto puede ser observado en la Figura 4–3 b), en donde, luego de la primera oscilación de potencia, después de darse el recierre y sincronismo, se nota que en un instante la potencia disminuye pero nuevamente es elevada.

Para entender cómo funciona esto, la Figura 4–4 muestra las curvas de actuación del AVR y PSS durante la falla:

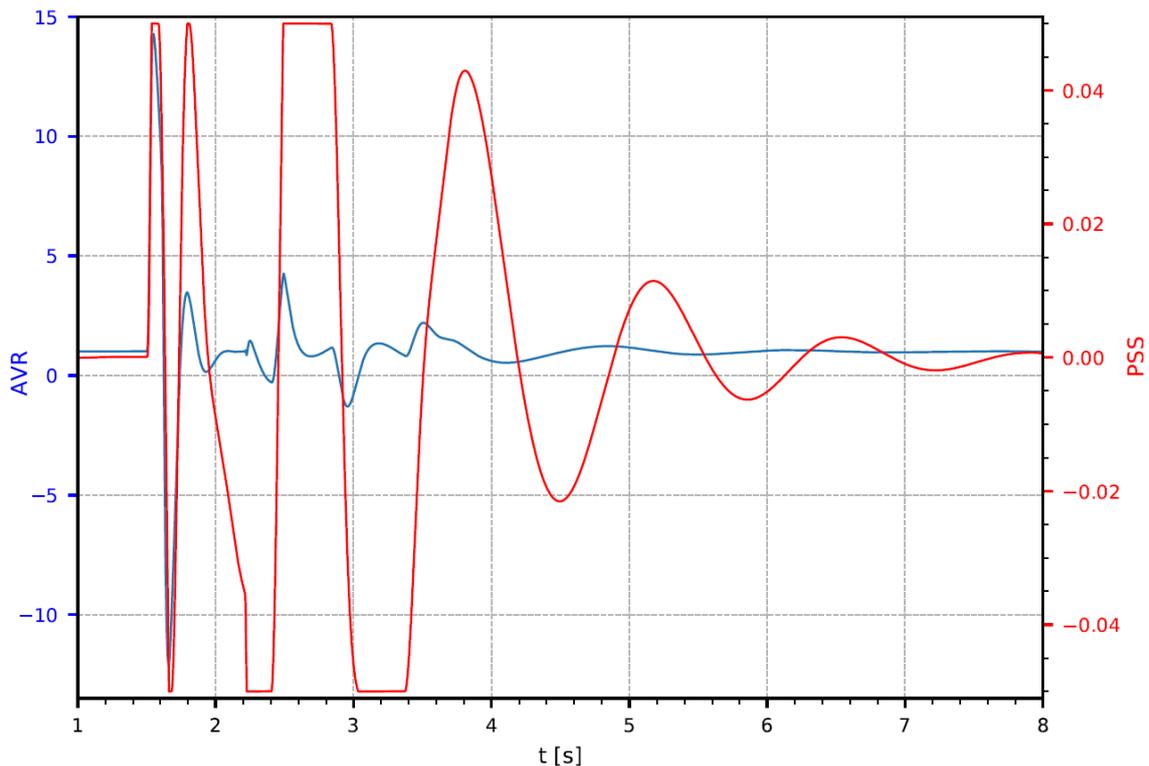


Figura 4–4 Señal de AVR y PSS, tiempo muerto de 500 ms, caso 4 máquinas

De la Figura 4–4, podemos analizar el intervalo de tiempo comprendido entre 3 y 4 segundos, ahí vemos que la señal del AVR intenta mandar un pulso de control hacia arriba, y en ese instante el PSS manda un pulso de control en sentido contrario, provocando que se contrarreste el efecto de uno con la acción del otro.

De esta manera confirmamos lo expresado en el marco teórico y afirmamos que en ciertas ocasiones la acción de un AVR puede verse afectada por la acción contraria de un PSS y viceversa.

4.1.1.2 Caso 5 máquinas

Consideramos una potencia máxima de despacho de cada una de las máquinas (185 MW cada una), por lo que, en el caso de 5 máquinas, se despacharía un total de 925 MW.

La Figura 4–5 a) muestra el resultado referente al ángulo del rotor y la Figura 4–5 b) muestra la curva de potencia ante una falla monofásica y posterior recierre monofásico considerando un tiempo muerto máximo de 4000 ms:

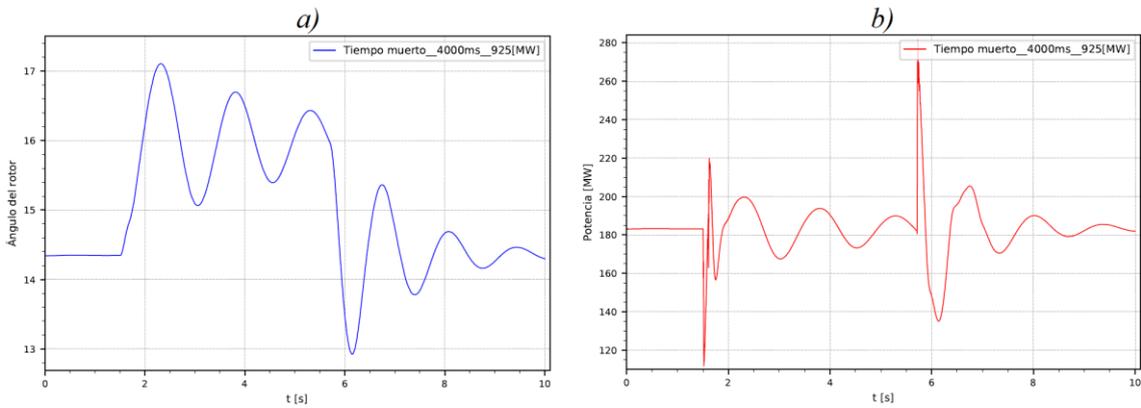


Figura 4–5 Curvas de oscilación del ángulo del rotor y potencia con un tiempo muerto de 4000 ms, Caso 5 máquinas

De acuerdo con la Figura 4–5, se concluye que bajo una falla monofásica considerando un esquema de Apertura y Recierre monofásico y con 5 máquinas a plena potencia, es posible desde el punto de Estabilidad Transitoria , despachar toda la potencia por estas generada (925 MW) aun considerando un tiempo muerto alto (4000 ms).

4.1.1.3 Caso 6 máquinas

Consideramos una potencia máxima de despacho de cada una de las máquinas (185 MW cada una), por lo que, en el caso de 6 máquinas, se despacharía un total de 1110 MW.

La Figura 4–6 a) muestra el resultado referente al ángulo del rotor y la Figura 4–6 b) muestra la curva de potencia ante una falla monofásica y posterior recierre monofásico considerando un tiempo muerto máximo de 4000 ms:

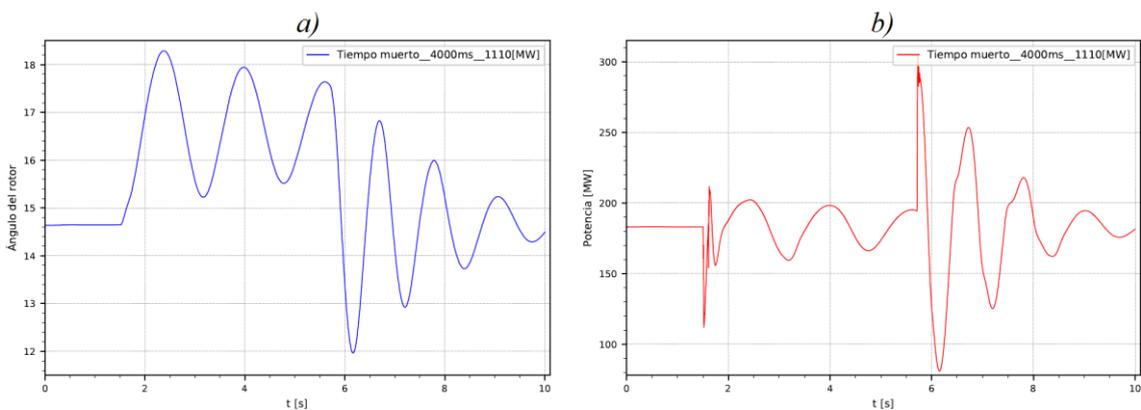


Figura 4–6 Curvas de oscilación del ángulo del rotor y potencia con un tiempo muerto de 4000 ms, Caso 6 máquinas

De acuerdo con la Figura 4–6, se concluye que bajo una falla monofásica considerando un esquema de Apertura y Recierre monofásico y con 6 máquinas a plena potencia, es posible desde el punto de Estabilidad Transitoria, despachar toda la potencia por estas generada aun considerando un tiempo muerto alto (4000 ms).

Para los tres casos en este punto analizados (Casos 4, 5 y 6 máquinas) se determina que, para tiempos muertos menores, la Estabilidad se mantiene ya que el despeje y recierre rápido (500 ms a 850 ms) ayuda a mantener esta condición. Para potencias menores, la estabilidad se mantendrá ya que, si no pierde sincronismo a máxima potencia, no lo hará al despachar menor potencia.

4.1.2 Caso 7 máquinas

Considerando una potencia de despacho de cada máquina fijada en 185 MW, para 7 máquinas se tendría una potencia total de 1295 MW, esta representa una condición de despacho máxima. Para el análisis se busca un tiempo muerto límite en lo que a Estabilidad Transitoria respecta, la premisa es considerar un tiempo muerto al que, sumando 100 ms lleve a la pérdida de estabilidad.

La consideración anterior se realiza debido a que luego de un análisis inicial, considerando un tiempo muerto de 4000 ms y máxima potencia de despacho (1295 MW), el sistema pierde estabilidad, por lo tanto, se ajustará el tiempo muerto que permita sostener dicha estabilidad.

Los resultados de este análisis se muestran en la Figura 4–7, en la misma se puede ver la curva referente al ángulo de la máquina, la Figura 4–7 a) considera un tiempo muerto de 2800 ms y la Figura 4–7 b) un tiempo muerto de 2700 ms.

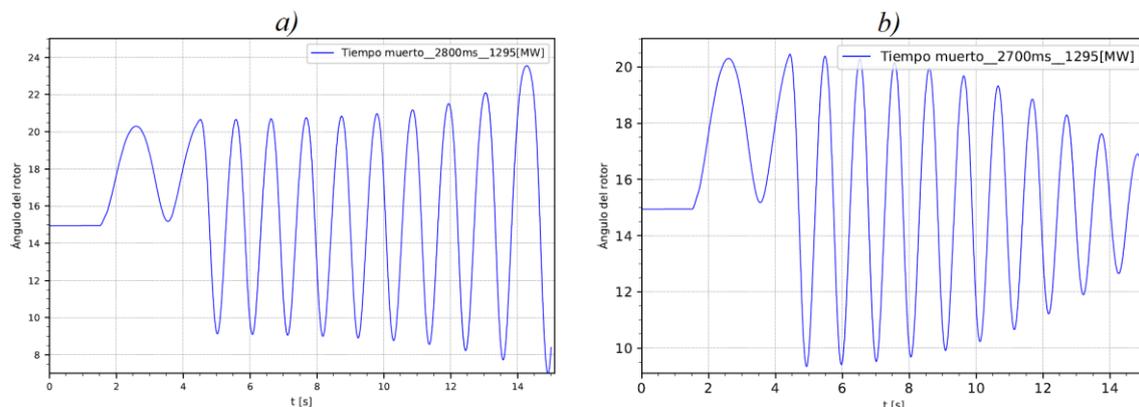


Figura 4–7 Curvas de oscilación del ángulo del rotor con un tiempo muerto de 2800 ms (inestable) y 2700 ms (estable), Caso 7 máquinas

De acuerdo con la Figura 4–7, al variar el tiempo muerto de 2700 ms a 2800 ms se pierde estabilidad, mientras que considerando un tiempo muerto de 2700 ms se conserva la estabilidad. La condición vista en la Figura 4–7 *b*) muestra que desde el punto de vista de Estabilidad Transitoria, es posible despachar el máximo de potencia posible (1295 MW) considerando un tiempo muerto máximo de 2700 ms pero, si bien es Estable, la oscilación no se amortigua rápidamente lo que podría suponer otros problemas debido a esto. Por lo que a esta condición se la considerará como Estable transitoriamente poco amortiguada.

La Figura 4–8 muestra las curvas respecto a la potencia, la Figura 4–8 *a*) considera un tiempo muerto de 2800 ms y la Figura 4–8 *b*) un tiempo muerto de 2700 ms.

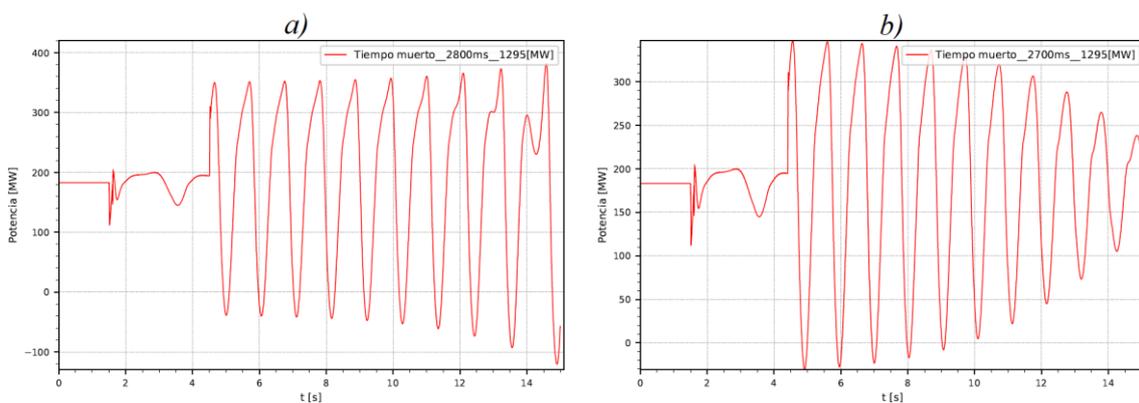


Figura 4–8 Curvas de oscilación de potencia con un tiempo muerto de 2800 ms (inestable) y 2700 ms (estable), Caso 7 máquinas

Al igual que el caso anterior, se mantiene la estabilidad, pero las oscilaciones crean un escenario que podría suponer otro tipo de problemas al tener una curva pobremente amortiguada.

Debido a que, a partir de considerar 7 máquinas a plena potencia, se presentan problemas de estabilidad transitoria, resulta de gran interés el saber que, si bien el sistema es Transitoriamente Estable, puede tener problemas por las oscilaciones poco amortiguadas (como se observa en este caso), por lo tanto resulta lógico asumir otros tipos de análisis que mejoren esta situación.

Basándonos en lo anteriormente dicho, se propone realizar los siguientes análisis adicionales que garanticen un funcionamiento adecuado del SEP, los mismos son:

- *Análisis por pequeña señal:* se verificará que la tasa de amortiguamiento (constante de amortiguamiento) sea superior al 5% para dar como aceptable a esa oscilación [2].

- *Análisis por cambio de potencia:* se verificará que el cambio de potencia suscitado al darse el recierre y el sincronismo no supere el 50% de la potencia nominal activa de una de las máquinas (92.5 MW) [50].

4.1.3 Caso 8 máquinas

Para este caso, se analiza la posibilidad de despachar toda la potencia de las 8 máquinas con el fin de conocer si es posible este despacho.

Se contempla un escenario de despacho máximo de 1480 MW (185 MW cada máquina), se ajusta un tiempo muerto muy largo de 4000 ms y se determina que, no es posible despachar esta potencia a este tiempo muerto. Para intentar este despacho, se disminuye el tiempo muerto al mínimo posible de 500 ms y bajo esta consideración se obtiene que no es posible despachar 1480 MW bajo estos tiempos muertos analizados, los resultados referentes al ángulo del rotor que respaldan esto, se ven en la Figura 4–9:

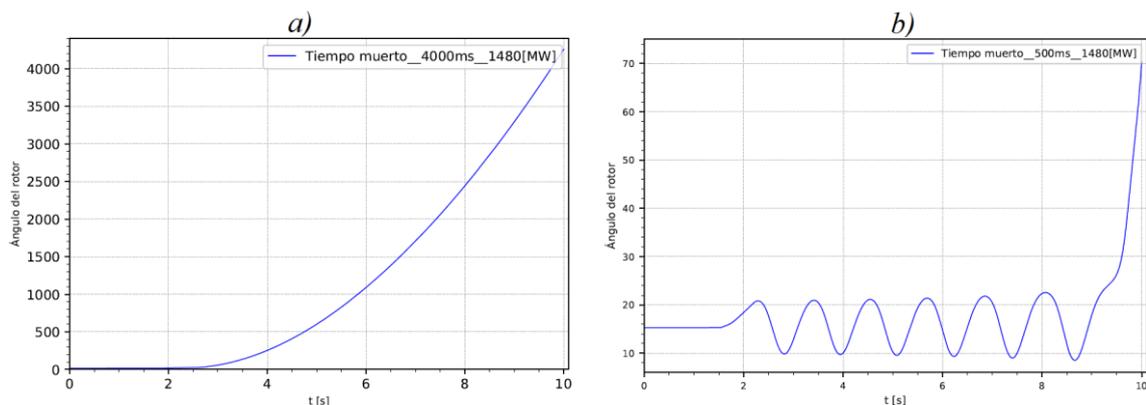


Figura 4–9 Curvas de oscilación del ángulo del rotor con un tiempo muerto de 4000 ms (inestable) y 500 ms (inestable), Caso 8 máquinas

Basándonos en estos resultados, se nota que en este caso tendremos valores de potencia transferible máxima a determinados tiempos muertos, con esto procedemos a analizar la potencia posible de despacho a un tiempo muerto en el cual no se pierda estabilidad.

4.1.3.1 Tiempo muerto de 500 ms

De los análisis realizados, podemos saber que con un tiempo muerto de 500 ms se puede despachar 1440 MW (180 MW cada máquina) sin que pierda estabilidad, los resultados de este análisis se ven en la Figura 4–10:

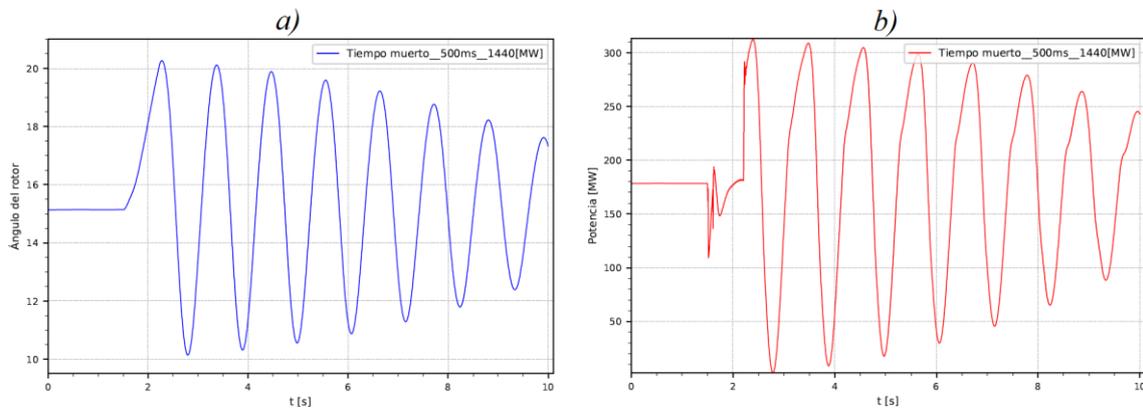


Figura 4–10 Curvas de oscilación del ángulo del rotor y potencia con un tiempo muerto de 500 ms y potencia de despacho de 1440 MW, Caso 8 máquinas

La Figura 4–10 a) muestra la curva de oscilación del rotor, mientras que la Figura 4–10 b) muestra la curva de potencia, en ambos casos se aprecia que el SEP es Transitoriamente Estable, pero llama la atención el poco amortiguamiento que presenta, por lo que es lógico pensar que esto no debe ser un comportamiento permitido luego de una falla monofásica y su posterior apertura y recierre monofásico.

4.1.3.2 Tiempo muerto de 850 ms

Para este tiempo muerto, la potencia de despacho obtenida de los análisis es de 1370 MW (171.25 MW cada una) sin que se pierda estabilidad, la Figura 4–11 muestra los resultados obtenidos para este tiempo y esta potencia de despacho.

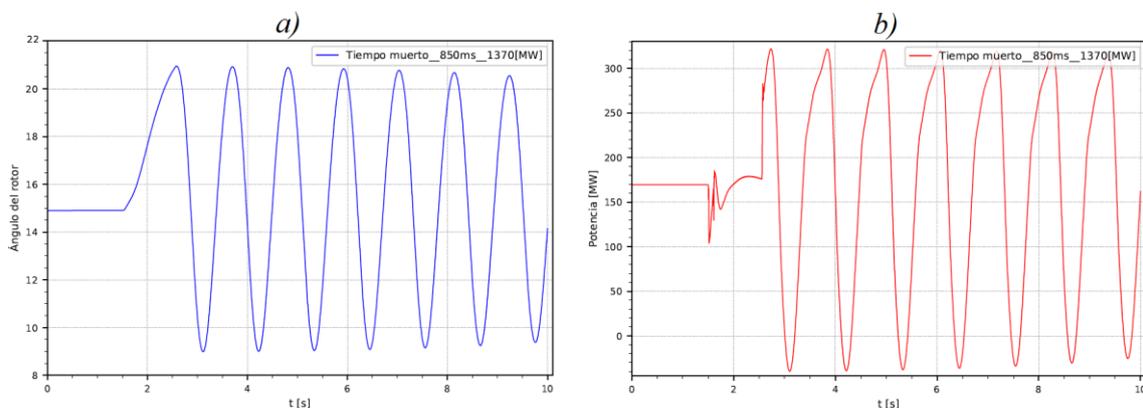


Figura 4–11 Curvas de oscilación del ángulo del rotor y potencia con un tiempo muerto de 850 ms y potencia de despacho de 1370 MW, Caso 8 máquinas

La Figura 4–11 *a)* muestra la curva de oscilación del rotor, mientras que la Figura 4–11 *b)* muestra la curva de potencia, en ambos casos se aprecia que el SEP es Transitoriamente Estable, pero nuevamente llama la atención el poco amortiguamiento que presenta, por lo que es lógico pensar al igual que en el caso anterior, que esto no debe ser un comportamiento permitido luego de una falla monofásico y su posterior apertura y recierre monofásico.

4.1.3.3 Tiempo muerto de 3000 ms

Para este tiempo muerto, la potencia de despacho obtenida de los análisis es de 1360 MW (170 MW cada una) sin que se pierda estabilidad, la Figura 4–12 muestra los resultados obtenidos para este tiempo y esta potencia de despacho.

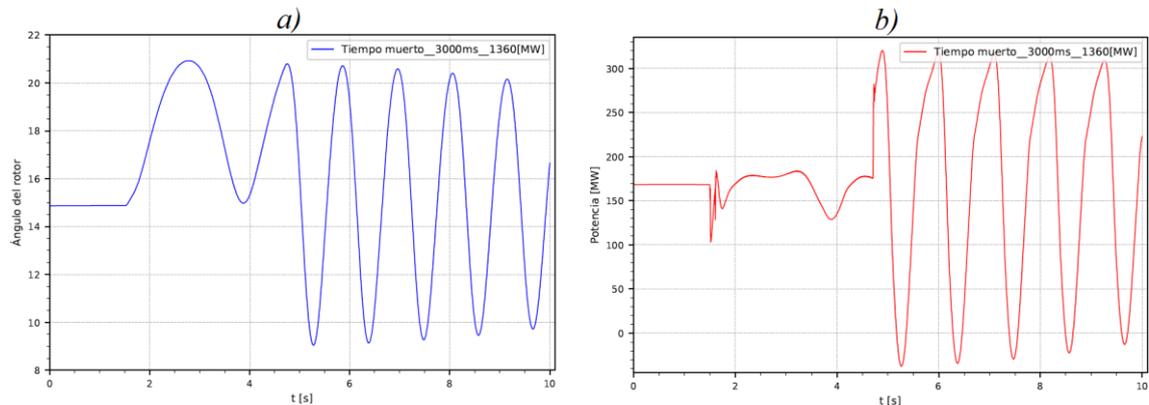


Figura 4–12 Curvas de oscilación del ángulo del rotor y potencia con un tiempo muerto de 3000 ms y potencia de despacho de 1360 MW, Caso 8 máquinas

La Figura 4–12 *a)* muestra la curva de oscilación del rotor, mientras que la Figura 4–12 *b)* muestra la curva de potencia, en ambos casos se aprecia que el SEP es Transitoriamente Estable, pero nuevamente llama la atención el poco amortiguamiento que presenta, por lo que es lógico pensar al igual que en los casos anteriores, que esto no debe ser un comportamiento permitido luego de una falla monofásico y su posterior apertura y recierre monofásico.

La Tabla 4.1 muestra un resumen con todos los tiempos muertos y potencias obtenidas:

Tabla 4.1 Tiempo muerto en función de la potencia de despacho y Estabilidad Transitoria, CCS caso 8 máquinas

Potencia de despacho [MW]		Tiempo muerto [ms]
Individual	Total	
185	1480	200
180	1440	500
176,25	1410	625
175	1400	650
172,5	1380	730
171,25	1370	850
170	1360	3000

El resultado del análisis de Estabilidad Transitoria se ve reflejado en la Figura 4–13 que es la curva Potencia de despacho vs Tiempo muerto para CCS, caso 8 máquinas:

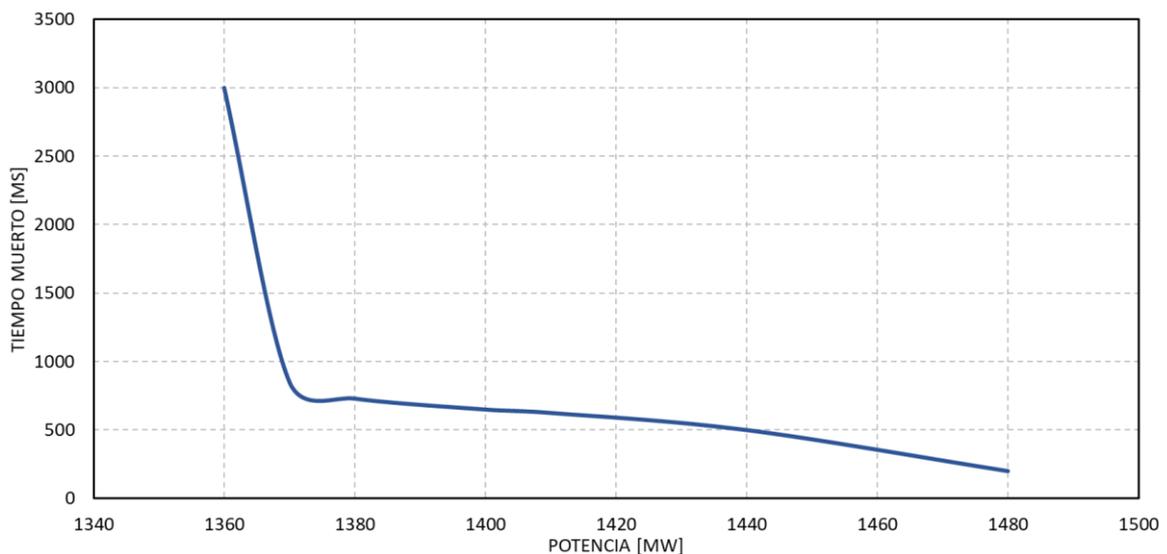


Figura 4–13 Curva Tiempo muerto vs Potencia de despacho de Coca Codo Sinclair, caso 8 máquinas

Con este análisis se verificó que, al contar con una sola línea entre la subestación San Rafael – El Inga, por Estabilidad Transitoria no se presentan problemas hasta despachar 7 máquinas a potencia completa, la curva Tiempo muerto vs Potencia de despacho se obtuvo solo para el caso de 8 máquinas ya que ahí se daba problemas de pérdida de Estabilidad a diferentes potencias de despacho y sus respectivos tiempos muertos.

Si analizamos los resultados, vemos que, si bien se muestra un escenario transitoriamente estable, las curvas presentan una pobre amortiguación y el cambio de potencia al momento de darse el recierre y sincronismo suponen otros problemas que

limitaran aún más la potencia posible de despacho por lo que estudios deben ser realizados.

Para mejorar los resultados, se propone realizar estudios de estabilidad por pequeña señal y por cambio de potencia (ΔP) máximo permisible, considerando los requerimientos y limitaciones ya antes mencionados para este tipo de estudio.

4.2 Análisis de pequeña señal y por cambio de Potencia al darse el recierre y sincronismo de Coca Codo Sinclair

Como se observó anteriormente, los problemas de Estabilidad Transitoria para CCS, se dan a partir de despachar 7 máquinas, se conoció que desde el punto de vista de Estabilidad Transitoria no es posible despachar a potencia completa (1295 MW) si se considera un tiempo muerto muy largo de 4000 ms.

El análisis transitorio determinó que para el caso específico de despacho de 7 máquinas, con un tiempo muerto de 2700 ms, es posible desde el punto de vista de Estabilidad Transitoria, despachar esta potencia (1295 MW), pero según las curvas (Figura 4-7 *b*)), donde la estabilidad es pobremente amortiguada, se presenta un inconveniente, ya que de acuerdo a lo expuesto, una tasa de amortiguación aceptable debe ser aquella por encima del 5% según [2], esto supone un análisis de estabilidad por pequeña señal con el fin de evitar inconvenientes y verificar que se cumpla este requisito.

Otro problema surge al analizar la curva de potencia (Figura 4-8 *b*)), en esta se observa que se da un gran pico al momento de realizar el recierre y sincronismo, es lógico suponer que tal pico debe tener un límite que indique que no es factible despachar esa potencia debido al ΔP que se tendría al darse el recierre.

El límite máximo para ese pico según [50] es del 50% de la potencia nominal de una de las máquinas de CCS, en este caso, tenemos que ese límite es de 92.5 MW, es decir, el margen entre la potencia prefalla y la máxima alcanzada (ΔP) no debe ser mayor a 92.5 MW, lo que satisface el límite de pico máximo de potencia y garantiza factibilidad al despachar.

De acuerdo con la Figura 4-7 *b*) referente a la potencia de despacho de CCS con 7 máquinas y un tiempo muerto de 2700 ms, el sistema es transitoriamente estable pero poco amortiguado, también se aprecia que el pico resultante del cambio de potencia al

darse el recierre y sincronismo es sumamente alto, esta condición empeora si el recierre se da en la parte máxima de la primera, segunda y tercera oscilación.

Con esto en mente, se buscará el tiempo muerto que permita tener el pico de oscilación producido por el recierre y sincronismo justo en la parte máxima de la primera, segunda y tercera oscilación, y de esta forma determinamos nuevas potencias de despacho en condiciones críticas de oscilación de potencia.

Un sistema estable, presenta oscilaciones antes de amortiguarse completamente, una amortiguación rápida es posible con tiempos muertos pequeños, pero esto podría suponer que en la primera oscilación se tenga un pico de potencia alto, lo que indica que se debe aumentar el tiempo muerto con el fin de evitar el recierre en la primera oscilación y así superar cualquier problema por potencia.

Para el análisis, por pequeña señal y potencia, se tendrán las siguientes consideraciones:

- Se buscará la estabilidad para tiempos muertos de recierre rápido comprendidos entre 500 ms y 850 ms, para tiempos muertos de recierres largos comprendidos entre 850 ms y 2500 ms y finalmente para tiempos muertos de recierre muy largos mayores a 2500 ms. Estos rangos de tiempos se han considerado de acuerdo al primer, segundo y tercero o más picos de oscilación de potencia.
- La base para el análisis parte de considerar tiempos muertos obtenidos para Estabilidad Transitoria que cumplan los criterios de recierre arriba mencionados.
- Se verificará la existencia de problemas por pequeña señal en las curvas de Potencia obtenidas por estabilidad transitoria, esta verificación se la realizará con la herramienta Prony Tool.
- Se obtendrá una nueva potencia de despacho que supere el problema de amortiguación en pequeña señal y se ajustará el tiempo muerto con el fin de dar lugar al recierre justo en el punto máximo de la primera, segunda y tercera oscilación bajo las consideraciones de recierre ya mencionadas.
- Ya superado el problema de pequeña señal y contando con una amortiguación aceptable, se verifica que el pico de potencia no supere los 92.5 MW durante la sincronización de la línea; en caso de darse este problema, se debe disminuir la potencia de despacho, con el fin de evitar este inconveniente.
- Finalmente se verifica que con la nueva potencia y tiempo muerto que recierra en el punto máximo de oscilación, se tenga una mejorada tasa de amortiguación y por ende de estabilidad transitoria, recordando que una tasa de amortiguación aceptable será aquella por encima del 5% (Damping) según [2].

Se exceptúan tiempos menores a 500 ms, por ejemplo, el tiempo muerto de 200 ms para una potencia de despacho de 1480 MW obtenido en Estabilidad Transitoria, ya que para estos tiempos no se cumple la restricción de un tiempo muerto mínimo de 500 ms que contempla la extinción de arco secundario y la recuperación del medio aislante que se adecua y coincide con lo obtenido usando la Ecuación (2.54).

Debido a que el análisis de Estabilidad Transitoria mostró que los problemas más graves de amortiguación se dan en los casos de 8 y 7 máquinas, se realizará el análisis de pequeña señal y de potencia considerando estos casos inicialmente y así de forma descendente hasta el caso de 4 máquinas.

Cabe aclarar que para el caso de 8 máquinas se realizará un detallado completo del procedimiento a seguir; para los casos siguientes solo se mostrará los resultados obtenidos de dichos análisis.

4.2.1 Análisis para 8 máquinas

Para el análisis, usaremos la herramienta *Prony Tool* de *Matlab*, la misma permite tener la frecuencia de Oscilación y el Amortiguamiento (Damping), estos son datos necesarios para calcular la tasa de amortiguamiento que como se vio anteriormente, debe ser mayor a 5% para considerar que el sistema es estable por pequeña señal.

Dado que en el Análisis de Estabilidad Transitoria se determinó que no es posible despachar toda la potencia entregable por las 8 máquinas debido a consideraciones de tiempo muerto superior a 500 ms e inferior a 4000 ms, se procederá a realizar el análisis arriba detallado para recierre rápidos, largos y muy largos.

4.2.1.1 Recierre rápido (tiempo muerto comprendido entre 500 ms – 850 ms)

En el análisis de estabilidad transitoria, se determinó que con un tiempo muerto de 500 ms se puede despachar 1440 MW (180 MW cada máquina), a continuación, en la Figura 4–14 se presenta el análisis en *Prony Tool* de la señal de potencia obtenida del análisis de Estabilidad Transitoria para este tiempo muerto y para esta potencia de despacho:

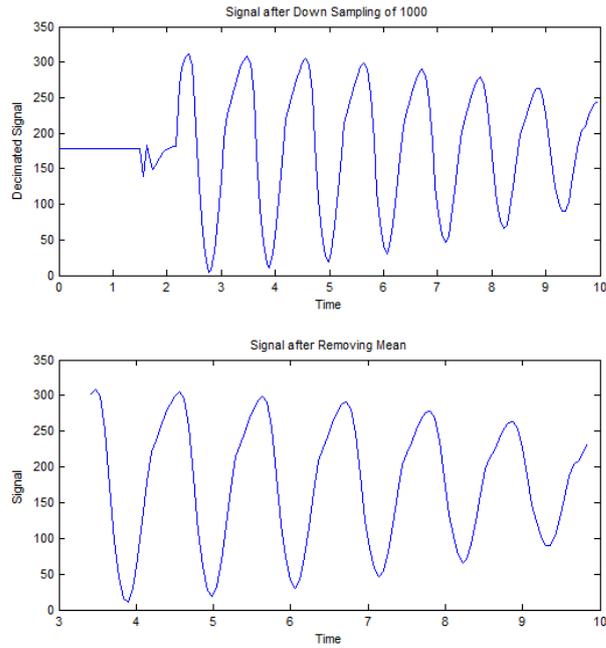
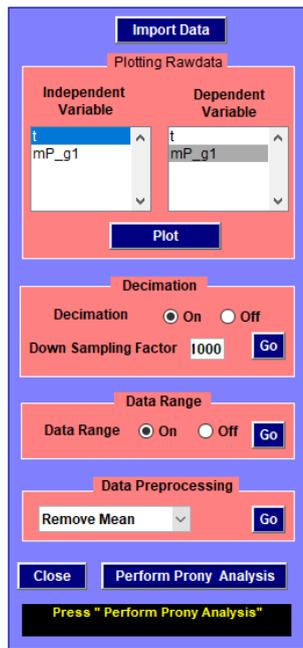


Figura 4–14 Menú de la herramienta Prony Tool desde el cual se carga los datos de la señal y se ajusta la curva a analizar

De los resultados, nos interesa el valor de frecuencia de oscilación y el amortiguamiento (Damping) de los modos 2 y 3 ya que estos presentan la mayor amplitud, cabe aclarar que antes de considerar válidos a estos valores, se debe ajustar la curva Prony y evitar tener picos de error tal como se ve en la Figura 4–15.

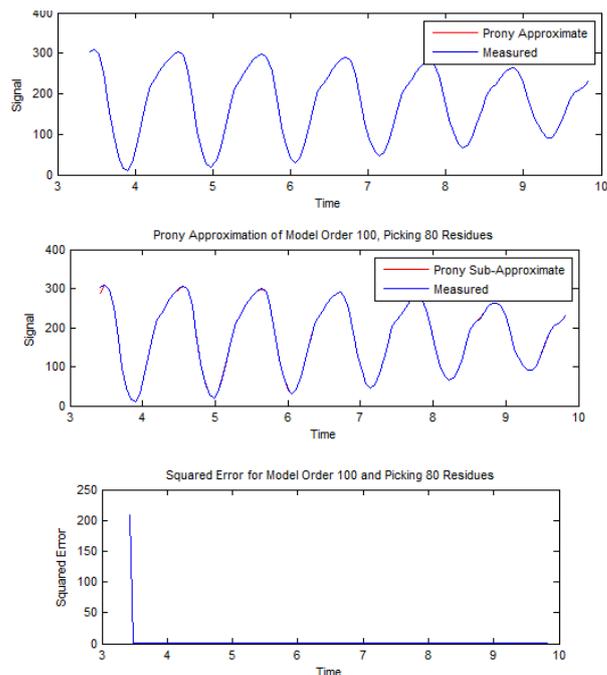
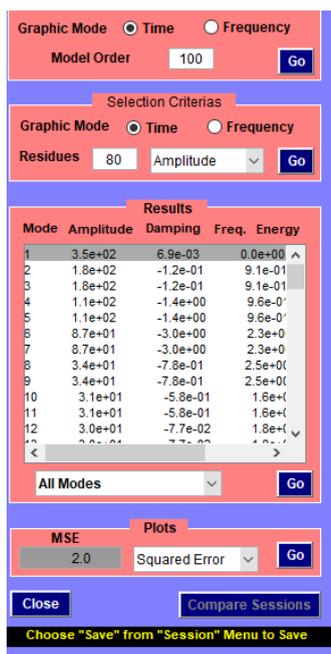


Figura 4–15 Menú de la herramienta Prony Tool que muestra los resultados referentes a la Frecuencia y al Damping

Los resultados de este análisis se ven en la Tabla 4.2:

Tabla 4.2 Resultados del análisis por pequeña señal considerando un recierre rápido para una Potencia de despacho de 1440 MW, y un tiempo muerto de 500 ms, Análisis para 8 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento
1440	500	-0,12	0,91	2,098%

El resultado referente al factor de amortiguamiento visto en la Tabla 4.2 indica que al ser menor al 5%, si bien el sistema es estable, no presenta una amortiguación aceptable.

Ahora, de varias pruebas realizadas, se tiene que, para que la oscilación de potencia tenga una tasa o factor de amortiguamiento aceptable para un tiempo muerto que implique un recierre rápido (entre 500 ms – 850 ms), se debe despachar 1320 MW (165 MW cada máquina), a más de esto, se ajustó el tiempo muerto en 675 ms que es el tiempo en el cual se da el pico máximo de la primera oscilación. El análisis realizado en *Prony Tool* se muestran en la Figura 4–16 y Figura 4–17:

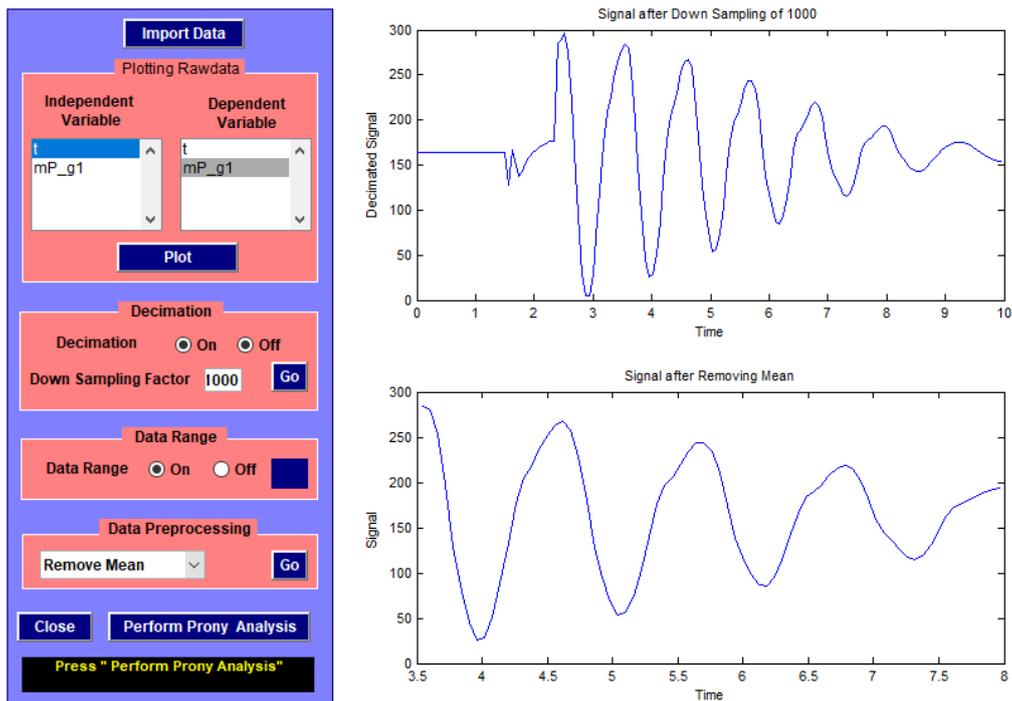


Figura 4–16 Menú en *Prony Tool* que verifica el recierre rápido y en la primera oscilación considerando la nueva potencia de despacho de 1320 MW

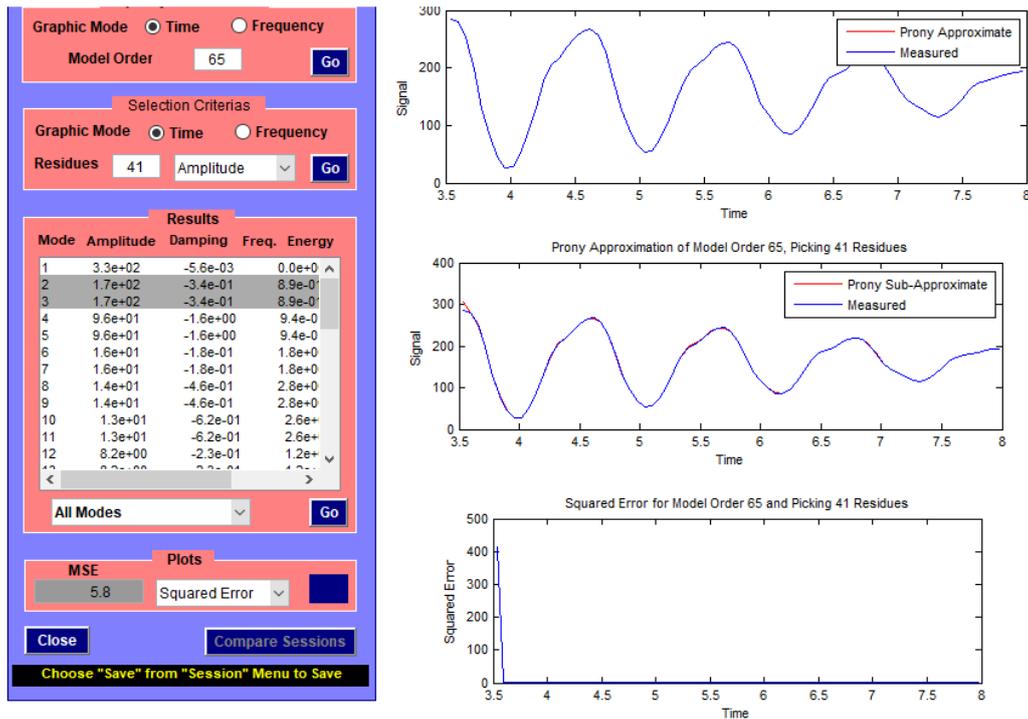


Figura 4–17 Resultado del análisis de la señal considerando un recierre rápido y la nueva potencia de despacho de 1320 MW

Los resultados obtenidos pueden verse en la Tabla 4.3; cabe recordar que, para tener estos valores, fue necesario reducir la potencia a 1320 MW.

Tabla 4.3 Resultados del análisis por pequeña señal considerando un recierre rápido para una Potencia de despacho de 1320 MW y un tiempo muerto de 675 ms, Análisis para 8 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento
1320	675	-0,34	0,89	6,069%

Pareciese que al despachar 1320 MW considerando un recierre rápido con un tiempo muerto de 675 ms se soluciona el problema de pequeña señal, pero surge un inconveniente por cambio de potencia al darse el recierre y sincronismo, por lo tanto realizamos el análisis por potencia, la Tabla 4.4 muestra los valores antes de la sincronización y valor máximo de potencia luego de la sincronización teniendo un despacho de 1320 MW y también la variación de potencia que indicará si es aceptable o no este despacho.

Tabla 4.4 Resultados del análisis por Potencia considerando un recierre rápido para una Potencia de despacho de 1320 MW y un tiempo muerto de 675 ms, Análisis para 8 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	P. luego de sincronización [MW]	P. antes de sincronización [MW]	ΔP [MW]
1320	675	282,58	174,096	108,484

El valor de ΔP obtenido y mostrado en la Tabla 4.4 supera el límite de 92.5 MW, supone una violación por cambio de potencia, entonces se determinará la nueva potencia que supere este inconveniente.

Considerando que se requiere realizar un recierre rápido de 675 ms, y luego de un análisis respectivo, se obtiene que es necesario despachar 1080 MW (135 MW cada una) con el fin de evitar problemas por pico máximo de potencia, dicho análisis se presenta a continuación en la Figura 4–18 y Figura 4–19.

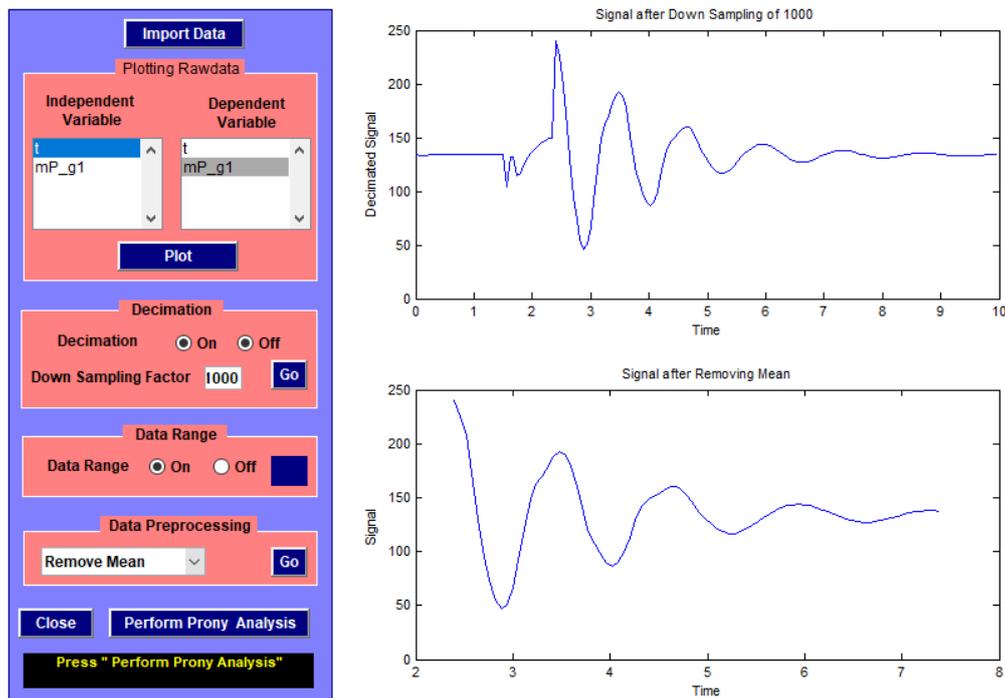


Figura 4–18 Menú en Prony Tool que verifica el recierre rápido y en la primera oscilación considerando la potencia de despacho final de 1080 MW

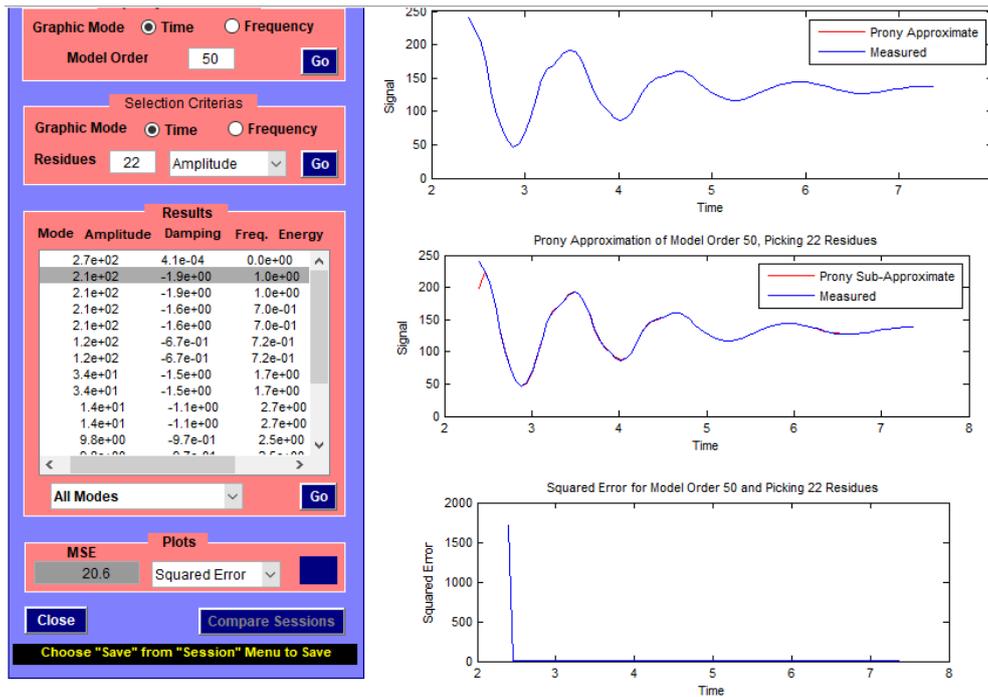


Figura 4–19 Resultado del análisis de la señal considerando un recierre rápido y la potencia de despacho final de 1080 MW

La Tabla 4.5 muestra los valores antes de la sincronización y valor máximo de potencia luego de la sincronización teniendo un despacho de 1080 MW y también la variación de potencia que indicará si es aceptable o no este despacho:

Tabla 4.5 Resultados del análisis por Potencia considerando un recierre rápido para una Potencia de despacho final de 1080 MW y un tiempo muerto de 675 ms, Análisis para 8 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	P. luego de sincronización [MW]	P. antes de sincronización [MW]	ΔP [MW]
1080	675	241,377	149,921	91,456

De la Figura 4–19, obtenemos los valores de Damping y frecuencia con el fin de calcular el factor de amortiguamiento, este se presenta en la Tabla 4.6

Tabla 4.6 Resultados del análisis por pequeña señal considerando un recierre rápido para una Potencia de despacho final de 1080 MW y un tiempo muerto de 675 ms, Análisis para 8 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento
1080	675	-1,9	1	28,945%

Con lo expresado en la Tabla 4.5 y Tabla 4.6 se concluye que si se requiere realizar un recierre rápido, cumpliendo con criterios de Estabilidad Transitoria, Estabilidad por pequeña señal y criterios de picos de potencia máximo, se debe despachar 1080 MW considerando un tiempo muerto de 675 ms.

4.2.1.2 Recierre largo (tiempo muerto comprendido entre 850 ms – 2500 ms)

De acuerdo con el análisis de estabilidad transitoria, se sabe que con un tiempo muerto de 850 ms es posible despachar 1370 MW (171.25 MW cada máquina); la Figura 4–20 muestra los resultados luego de evaluar la curva de potencia obtenida en Estabilidad Transitoria para este tiempo muerto y esta potencia de despacho usando la herramienta Prony Tool:

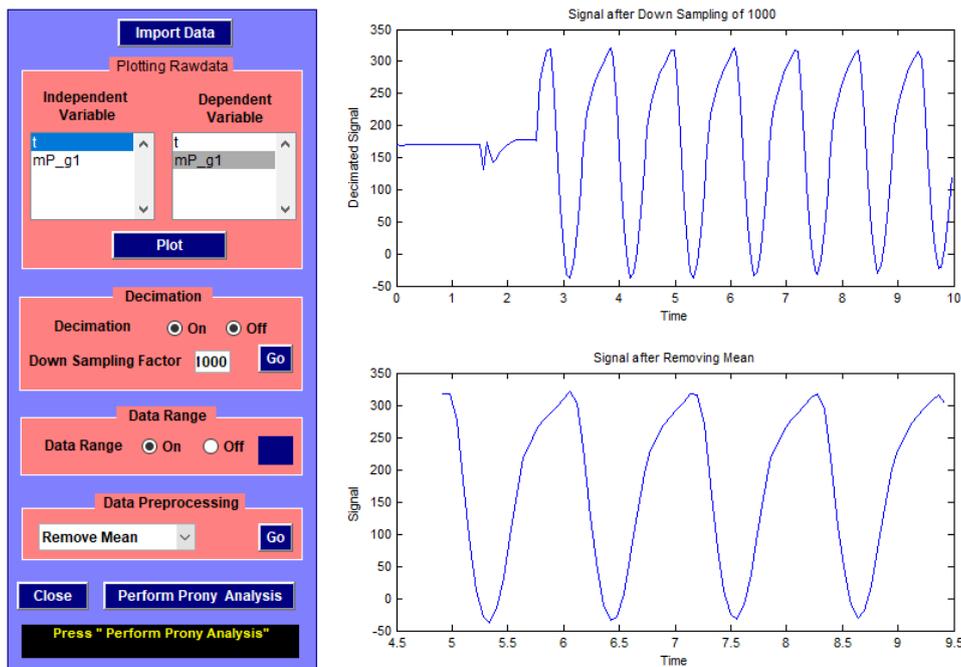


Figura 4–20 Menú de la herramienta Prony Tool desde el cual se carga los datos de la señal y se ajusta la curva a analizar (1370 MW)

En la Tabla 4.7 se presentan los resultados de este análisis:

Tabla 4.7 Resultados del análisis por pequeña señal considerando un recierre largo para una Potencia de despacho de 1370 MW y un tiempo muerto de 850 ms, Análisis para 8 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento
1370	850	-0,012	0,9	0,212%

El resultado mostrado en la Tabla 4.7 indica que al tener un factor de amortiguamiento menor al 5%, si bien el sistema es estable, no presenta una amortiguación aceptable.

De varias pruebas realizadas, se determina que, para que la oscilación de potencia tenga una tasa o factor de amortiguamiento aceptable para un tiempo muerto que implique un recierre largo (entre 850 ms – 2.5 seg), se debe despachar 1240 MW (155 MW cada máquina), a más de esto, se ajustó el tiempo muerto en 2350 ms que es el tiempo en el cual se da el pico máximo de la segunda oscilación. Los resultados referentes a este análisis se ven en la Figura 4–21:

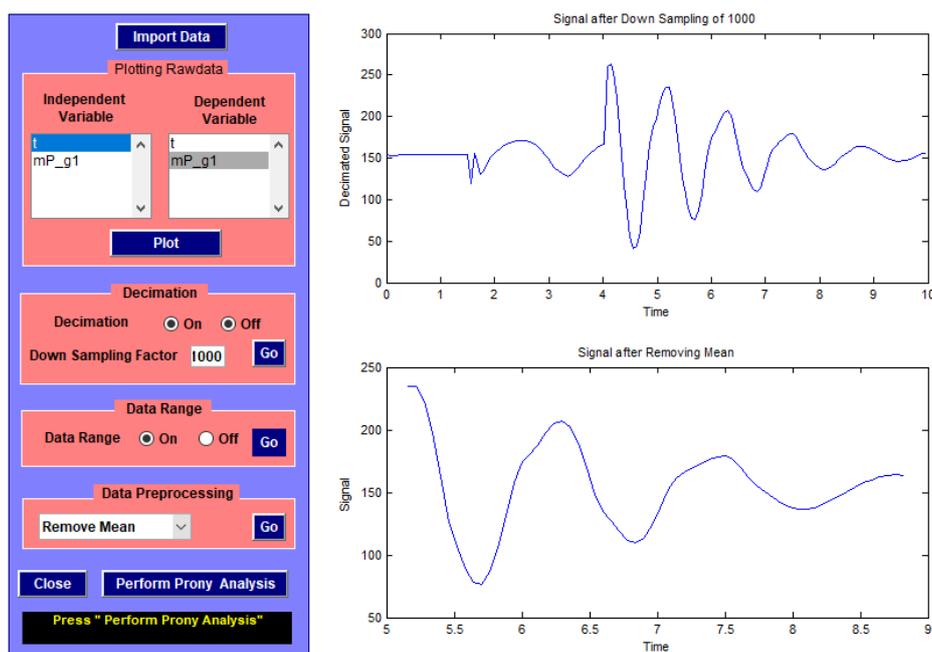


Figura 4–21 Menú en Prony Tool que verifica el recierre largo y en la segunda oscilación considerando la nueva potencia de despacho de 1240 MW

Los resultados referentes al análisis por pequeña señal y por cambio de potencia, se ven en la Tabla 4.8, en la misma se observa una amortiguación aceptable desde el punto de vista de pequeña señal, sin olvidar que para esto fue necesario reducir la potencia a 1240 MW

Tabla 4.8 Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre largo para una Potencia de despacho de 1240 MW y un tiempo muerto de 2350 ms, Análisis para 8 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento	P. luego de sincronización [MW]	P. antes de sincronización [MW]	ΔP [MW]
1240	2350	-1,1	1	17,245%	269,135	167,147	101,988

Del análisis por cambio de potencia; el valor supera el límite de 92.5 MW lo que supone una violación por cambio de potencia, entonces se determina la nueva potencia que supere este inconveniente.

Bajo la premisa de realizar un recierre largo de 2350 ms, se obtiene que es necesario despachar 1120 MW (140 MW cada una) con el fin de evitar problemas por pico máximo de potencia, dicho análisis se presenta en la Figura 4–22.

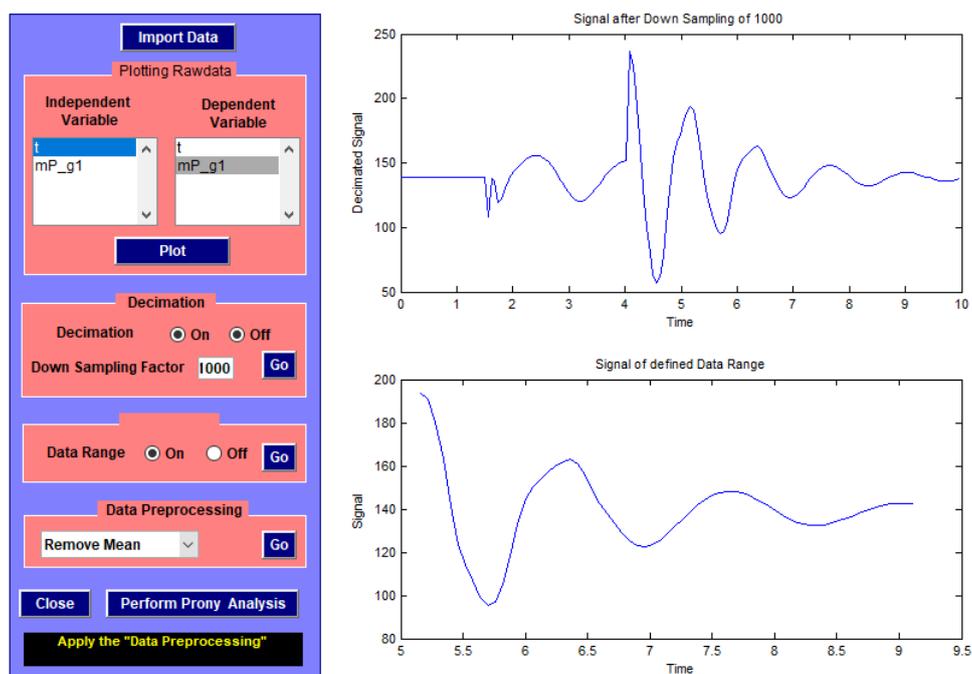


Figura 4–22 Menú en Prony Tool que verifica el recierre largo y en la segunda oscilación considerando la potencia de despacho final de 1120 MW

Los resultados referentes al análisis por pequeña señal y por cambio de potencia, se ven en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9 Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre largo para una Potencia de despacho final de 1120 MW y un tiempo muerto de 2350 ms, Análisis para 8 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento	P. luego de sincronización [MW]	P. antes de sincronización [MW]	ΔP [MW]
1120	2350	-1,3	1	20,261%	243,668	151,738	91,930

Con lo expresado en la Tabla 4.9 se concluye que, si se requiere realizar un recierre largo, cumpliendo con criterios de Estabilidad Transitoria, Estabilidad por pequeña señal y criterios de picos de potencia máximo, se debe despachar 1120 MW considerando un tiempo muerto de 2350 ms.

4.2.1.3 Recierre muy largo (tiempo muerto mayor a 2500 ms)

En concordancia con el análisis de estabilidad transitoria, se sabe que con un tiempo muerto de 3000 ms se puede despachar 1360 MW (170 MW cada máquina), en la Figura 4–23 se muestran los resultados obtenidos luego de evaluar la curva de potencia obtenida en Estabilidad Transitoria considerando el tiempo muerto y potencia de despacho en mención usando la herramienta Prony Tool.

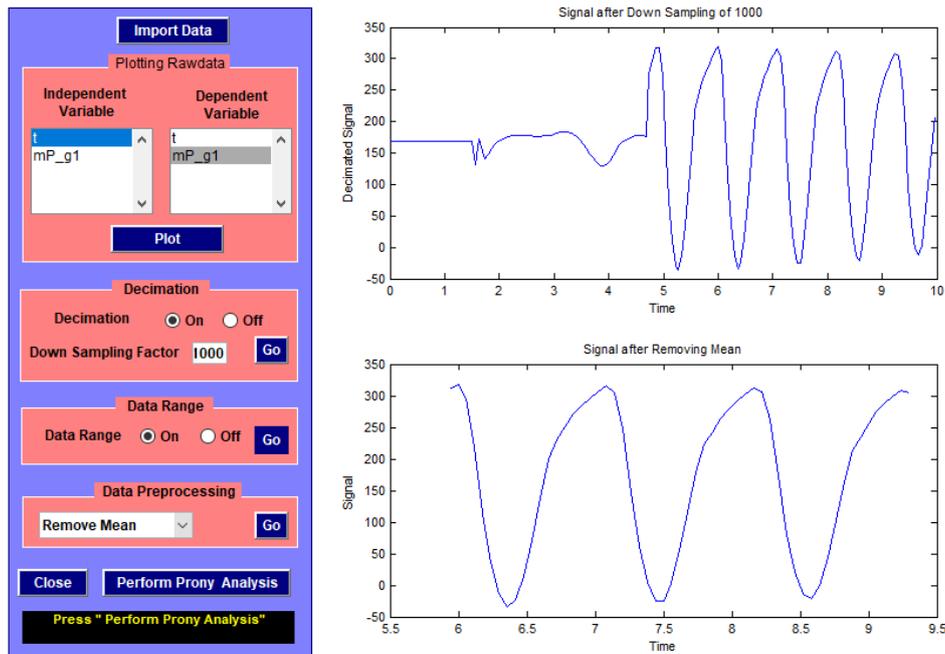


Figura 4–23 Menú de la herramienta Prony Tool desde el cual se carga los datos de la señal y se ajusta la curva a analizar (1360 MW)

La Tabla 4.10 muestra el resultado de este análisis donde se evidencia que, si bien el sistema es estable al tener un factor de amortiguamiento menor al 5%, no presenta una amortiguación aceptable.

Tabla 4.10 Resultados del análisis por pequeña señal considerando un recierre muy largo para una Potencia de despacho de 1360 MW y un tiempo muerto de 3000 ms, Análisis para 8 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento
1360	3000	-0,00029	0,92	0,005%

Se determinó que, para que la oscilación de potencia tenga una tasa o factor de amortiguamiento aceptable para un tiempo muerto que implique un recierre muy largo (mayor a 2500 ms), se tiene que despachar 1280 MW (160 MW cada máquina), a más de esto, se ajustó el tiempo muerto en 3950 ms que es el tiempo en el cual se da el pico

máximo de la tercera oscilación. Los resultados referentes a este análisis se ven en la Figura 4–24:

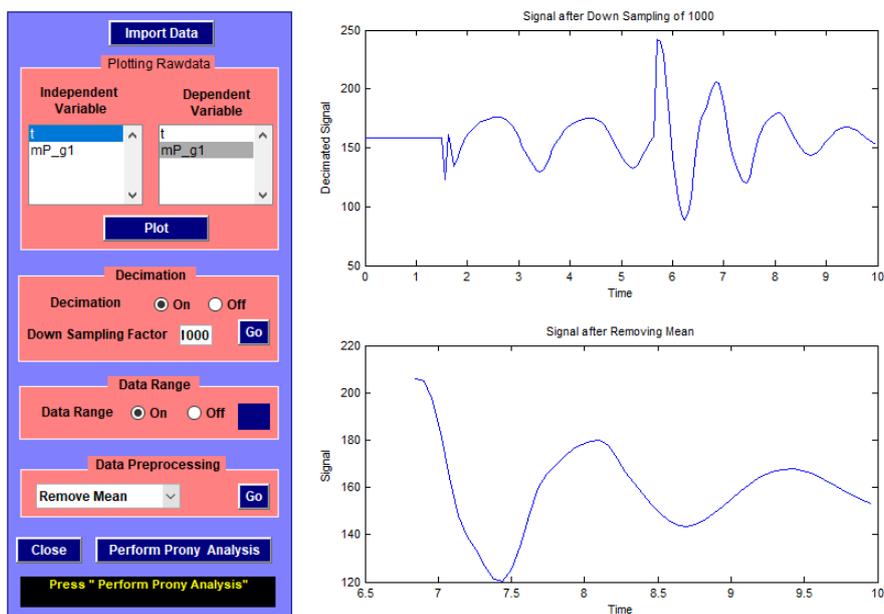


Figura 4–24 Menú en Prony Tool que verifica el recierre muy largo y en la tercera oscilación considerando la nueva potencia de despacho de 1280 MW

Los resultados referentes al análisis por pequeña señal y por cambio de potencia, se ven en la Tabla 4.11.

Tabla 4.11 Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre muy largo para una Potencia de despacho de 1280 MW y un tiempo muerto de 3950 ms, Análisis para 8 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento	P. luego de sincronización [MW]	P. antes de sincronización [MW]	ΔP [MW]
1280	3950	-0,3	0,68	7,004%	259,277	160,26	99,017

Según estos resultados, se sabe que contamos con una amortiguación aceptable desde el punto de vista de pequeña señal, sin olvidar que para conseguir esto, fue necesario reducir la potencia a 1280 MW.

El análisis por cambio de potencia, indica que se supera el límite de 92.5 MW, lo que supone un inconveniente, por lo tanto, se determinará la nueva potencia que supere este problema considerando que se busca realizar un recierre muy largo de 3950 ms.

Luego de varias simulaciones, se obtiene que es necesario despachar 1160 MW (145 MW cada una) con el fin de evitar problemas por pico máximo de potencia, los resultados de este análisis se presentan en la Figura 4–25.

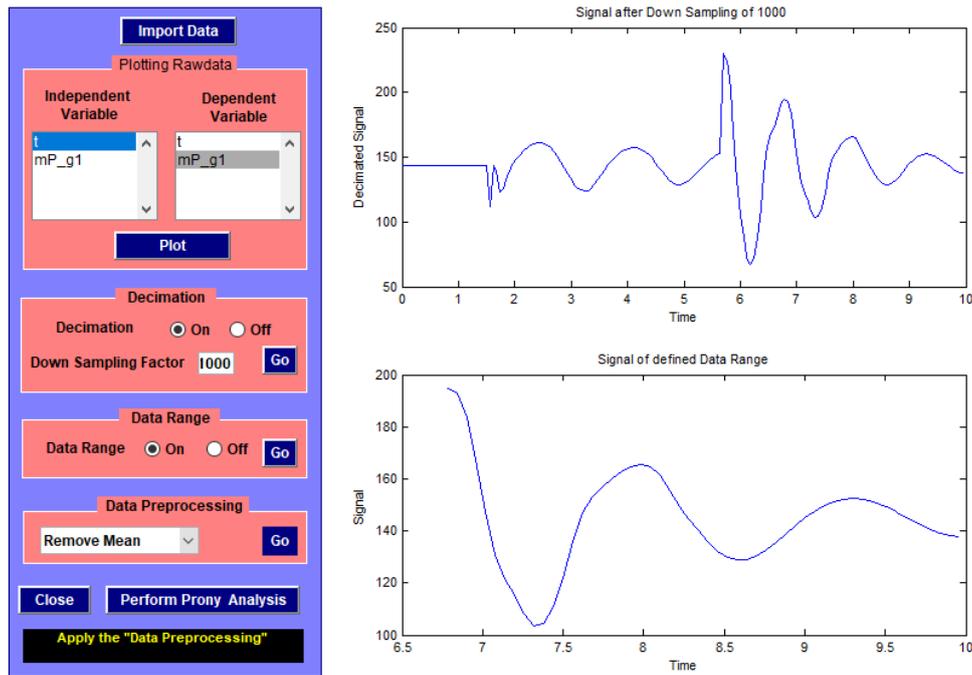


Figura 4–25 Menú en Prony Tool que verifica el recierre muy largo y en la tercera oscilación considerando la potencia de despacho final de 1160 MW

Los resultados referentes al análisis por pequeña señal y por cambio de potencia, se ven en la Tabla 4.12.

Tabla 4.12 Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre muy largo para una Potencia de despacho final de 1160 MW y un tiempo muerto de 3950 ms, Análisis para 8 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento	P. luego de sincronización [MW]	P. antes de sincronización [MW]	ΔP [MW]
1160	3950	-0,35	0,68	8,164%	246,966	154,48	92,486

De lo expresado en la Tabla 4.12 se concluye que, si se requiere realizar un recierre muy largo, cumpliendo con criterios de Estabilidad Transitoria, Estabilidad por pequeña señal y criterios de picos de potencia máximo, se debe despachar 1160 MW considerando un tiempo muerto de 3950 ms.

4.2.1.4 Resumen de resultados para el análisis de 8 máquinas

De acuerdo con los criterios inicialmente establecidos, la Tabla 4.13 presenta un resumen con las potencias de despacho y tiempos muertos sugeridos para recierres rápidos, largos y muy largos.

Tabla 4.13 Resumen de resultados para el análisis de 8 máquinas

Recierre	Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Factor de amortiguamiento	ΔP [MW]
Rápido	1080	675	28,945%	91,456
Largo	1120	2350	20,261%	91,93
Muy largo	1160	3950	8,164%	92,486

En todos los casos analizados para 8 máquinas, el análisis inicial sin considerar el cambio de potencia muestra que en recierres rápidos, largos y muy largos si bien el sistema presenta una amortiguación aceptable desde el punto de vista de pequeña señal, no cumple con criterios de cambio de potencia máxima permisible, de ahí la necesidad de realizar este análisis que supere dicho inconveniente.

De acuerdo con el análisis por cambio de potencia máxima permisible, se concluye que, a más de superar el problema por potencia, se obtiene una mejorada tasa de amortiguación, que cumple criterios por estabilidad transitoria, estabilidad por pequeña señal y criterios por cambio de potencia máxima permisible (ΔP).

4.2.2 Análisis para 7 máquinas

Como se conoció y de acuerdo con el análisis de Estabilidad transitoria, es posible despachar toda la potencia de las 7 máquinas (1295 MW) considerando un tiempo muerto de 2700 ms, el resultado obtenido del análisis de pequeña señal y cambio de potencia usando Prony Tool es el mostrado en la Tabla 4.14:

Tabla 4.14 Resultado del análisis de la curva de potencia obtenida en Estabilidad Transitoria, Caso 7 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento	P. luego de sincronización [MW]	P. antes de sincronización [MW]	ΔP [MW]
1295	2700	-0,021	0,96	0,348%	347,127	194,589	152,538

El resultado visto en la Tabla 4.14 indica que el factor de amortiguamiento es menor al 5%, si bien el sistema es estable, no presenta una amortiguación aceptable lo que implica un inconveniente por pequeña señal causando que no sea factible despachar toda esta potencia debido a la pobre amortiguación, a más de esto, al realizar un análisis

de cambio máximo de potencia se observa que el valor ΔP supera por mucho el límite de 92.5 MW, supone una violación por cambio de potencia, entonces se determinará la nueva potencia que supere este inconveniente. Se seguirá las consideraciones asumidas y mencionadas anteriormente para estos análisis.

4.2.2.1 Recierre rápido (tiempo muerto comprendido entre 500 ms – 850 ms)

Se calibró el tiempo muerto en 775 ms (recierre rápido) con el fin de dar lugar al recierre y sincronización en la parte máxima de potencia durante la primera oscilación.

Se determinó que al despachar 1036 MW (148 MW cada una) se supera el problema de potencia y pequeña señal, los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 4.15.

Tabla 4.15 Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre rápido para una Potencia de despacho final de 1036 MW y un tiempo muerto de 775 ms, Análisis para 7 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento	P. luego de sincronización [MW]	P. antes de sincronización [MW]	ΔP [MW]
1036	775	-1,6	0,84	29,011%	252,542	160,958	91,584

4.2.2.2 Recierre largo (tiempo muerto comprendido entre 850 ms – 2500 ms)

Se ajustó el tiempo muerto en 2435 ms (recierre largo), considerando que, con este, el recierre y sincronismo se realiza en la parte máxima de potencia durante la segunda oscilación. Se conoció que al despachar 1050 MW (150 MW cada una) se supera el problema de potencia y pequeña señal, los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 4.16:

Tabla 4.16 Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre largo para una Potencia de despacho final de 1050 MW y un tiempo muerto de 2435 ms, Análisis para 7 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento	P. luego de sincronización [MW]	P. antes de sincronización [MW]	ΔP [MW]
1050	2435	-0,42	0,85	7,840%	253,092	160,559	92,533

4.2.2.3 Recierre muy largo (tiempo muerto mayor a 2500 ms)

En este caso se calibró el tiempo muerto en 3820 ms (recierre muy largo), debido a que con esta consideración, el recierre y sincronismo tiene lugar en la parte máxima de potencia durante la tercera oscilación.

El análisis determinó que al despachar 1115 MW (165 MW cada una) se supera el problema de potencia, los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 4.17:

Tabla 4.17 Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre muy largo para una Potencia de despacho final de 1115 MW y un tiempo muerto de 3820 ms, Análisis para 7 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento	P. luego de sincronización [MW]	P. antes de sincronización [MW]	ΔP [MW]
1115	3820	-0,51	0,79	10,221%	265,009	172,536	92,473

4.2.2.4 Resumen de resultados para el análisis de 7 máquinas

De acuerdo con las consideraciones inicialmente establecidas y según los resultados obtenidos para recierres rápidos, largos y muy largos, cumpliendo con criterios de Estabilidad Transitoria, Estabilidad por pequeña señal y criterios de picos de potencia máximo, se presentan en la Tabla 4.18, las potencias de despacho y sus tiempos muertos cumpliendo con los puntos mencionados.

Tabla 4.18 Resumen de resultados para el análisis de 7 máquinas

Recierre	Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Factor de amortiguamiento	ΔP [MW]
Rápido	1036	775	29,011%	91,584
Largo	1050	2435	7,840%	92,533
Muy largo	1115	3820	10,221%	92,473

4.2.3 Análisis para 6 máquinas

Para este caso, el análisis de Estabilidad transitoria, mostró que es posible despachar toda la potencia de las 6 máquinas (1110 MW) aun considerando un tiempo muerto muy largo (4000 ms), mediante el uso de Prony Tool, se muestra en la Tabla 4.19 el resultado

obtenido del análisis de pequeña señal y cambio de potencia, mostrando que si bien el sistema tiene un factor de amortiguamiento mayor al 5%, este no presenta una amortiguación aceptable.

Tabla 4.19 Resultado del análisis de la curva de potencia obtenida en Estabilidad Transitoria, Caso 6 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento	P. luego de sincronización [MW]	P. antes de sincronización [MW]	ΔP [MW]
1110	4000	-1,2	1,1	17,106%	305,845	194,342	111,503

El análisis de potencia a este tiempo muerto (4000 ms), presenta un inconveniente, el valor de ΔP supera por mucho el límite de 92.5 MW, lo que supone una violación por cambio de potencia y amerita determinar la nueva potencia que supere este problema.

4.2.3.1 Recierre rápido (tiempo muerto comprendido entre 500 ms – 850 ms)

Se ajustó el tiempo muerto en 600 ms (recierre rápido) con el fin de dar lugar al recierre y sincronización en la parte máxima de potencia durante la primera oscilación.

De las simulaciones realizadas, se determinó que al despachar 870 MW (145 MW cu) se supera el problema de potencia, los resultados de este análisis se ven en la Tabla 4.20.

Tabla 4.20 Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre rápido para una Potencia de despacho final de 870 MW y un tiempo muerto de 600 ms, Análisis para 6 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento	P. luego de sincronización [MW]	P. antes de sincronización [MW]	ΔP [MW]
870	600	-8,8	4,5	29,718%	248,201	158,067	90,134

4.2.3.2 Recierre largo (tiempo muerto comprendido entre 850 ms – 2500 ms)

Se ajustó el tiempo muerto en 2120 ms (recierre largo), consiguiendo así que el recierre y sincronismo se de en la parte máxima de potencia durante la segunda oscilación.

Se conoció que al despachar 918 MW (153 MW cada una) se supera el problema de potencia, mostrando así los resultados en la Tabla 4.21:

Tabla 4.21 Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre largo para una Potencia de despacho final de 918 MW y un tiempo muerto de 2120 ms, Análisis para 6 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento	P. luego de sincronización [MW]	P. antes de sincronización [MW]	ΔP [MW]
918	2120	-0,8	0,74	16,957%	252,878	161,204	91,674

4.2.3.3 Recierre muy largo (tiempo muerto mayor a 2500 ms)

Se ajustó el tiempo muerto en 3500 ms (recierre muy largo), debido a que con este tiempo muerto se realizará el recierre y sincronismo en la parte máxima de potencia durante la tercera oscilación.

Con las consideraciones anteriores, se determinó que al despachar 930 MW (155 MW cada una) se supera el problema de potencia, los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 4.22.

Tabla 4.22 Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre muy largo para una Potencia de despacho final de 930 MW y un tiempo muerto de 3500 ms, Análisis para 6 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento	P. luego de sincronización [MW]	P. antes de sincronización [MW]	ΔP [MW]
930	3500	-8,6	2,3	51,140%	249,746	158,656	91,090

Con los resultados de la Tabla 4.22 se concluye que, si se requiere realizar un recierre muy largo, cumpliendo con criterios de Estabilidad Transitoria, Estabilidad por pequeña señal y criterios de picos de potencia máximo, se debe despachar 930 MW considerando un tiempo muerto de 3500 ms.

4.2.3.4 Resumen de resultados para el análisis de 6 máquinas

Cumpliendo con criterios de Estabilidad Transitoria, Estabilidad por pequeña señal y criterios de picos de potencia máximo optando por recierres rápidos, largos y muy largos, se presenta en la Tabla 4.23 un resumen con las potencias de despacho y tiempos muertos sugeridos para este fin.

Tabla 4.23 Resumen de resultados para el análisis de 6 máquinas

Recierre	Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Factor de amortiguamiento	ΔP [MW]
Rápido	870	600	29,718%	90,134
Largo	918	2120	16,957%	91,674
Muy largo	930	3500	51,140%	91,09

4.2.4 Análisis para 5 máquinas

Del análisis de Estabilidad transitoria, se conoce que es posible despachar toda la potencia de las 5 máquinas (925 MW) aun considerando un tiempo muerto muy largo (4000 ms), la Tabla 4.24 muestra el resultado obtenido del análisis de pequeña señal y cambio de potencia usando Prony Tool para esta condición:

Tabla 4.24 Resultado del análisis de la curva de potencia obtenida en Estabilidad Transitoria, Caso 5 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento	P. luego de sincronización [MW]	P. antes de sincronización [MW]	ΔP [MW]
925	4000	-0,93	0,73	19,872%	281,54	182,05	99,490

El factor de amortiguamiento obtenido es mayor al 5%, presentando así una amortiguación aceptable, pero al realizar el análisis de potencia a este tiempo muerto, el valor de ΔP supera el límite de 92.5 MW, lo que se traduce en un problema por cambio de potencia requiriendo determinar la nueva potencia que solucione esta condición.

4.2.4.1 Recierre rápido (tiempo muerto comprendido entre 500 ms – 850 ms)

El tiempo muerto para esta condición es de 560 ms (recierre rápido) debido a que el recierre y sincronización se dan en la parte máxima de potencia durante la primera oscilación bajo este tiempo.

El análisis determinó que al despachar 785 MW (157 MW cada una) se supera el problema de potencia, mostrando así los resultados en la Tabla 4.25.

Tabla 4.25 Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre rápido para una Potencia de despacho final de 785 MW y un tiempo muerto de 560 ms, Análisis para 5 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento	P. luego de sincronización [MW]	P. antes de sincronización [MW]	ΔP [MW]
785	560	-18	4	58,227%	262,399	172,318	90,081

4.2.4.2 Recierre largo (tiempo muerto comprendido entre 850 ms – 2500 ms)

Para este caso, el tiempo muerto se ajustó en 1915 ms (recierre largo), lo que permite que el recierre y sincronismo tenga lugar en la parte máxima de potencia durante la segunda oscilación.

Las simulaciones permitieron conocer que al despachar 800 MW (160 MW cu) se supera el problema de potencia, los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 4.26:

Tabla 4.26 Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre largo para una Potencia de despacho final de 800 MW y un tiempo muerto de 1915 ms, Análisis para 5 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento	P. luego de sincronización [MW]	P. antes de sincronización [MW]	ΔP [MW]
800	1915	-0,88	0,74	18,596%	261,375	168,895	92,480

4.2.4.3 Recierre muy largo (tiempo muerto mayor a 2500 ms)

En este caso, el tiempo muerto se ajustó en 3400 ms (recierre muy largo), ya que de esta manera se realizará el recierre y sincronismo en la parte máxima de potencia durante la tercera oscilación.

Las simulaciones determinaron que al despachar 825 MW (165 MW cada una) se supera el problema de potencia, los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 4.27.

Tabla 4.27 Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre muy largo para una Potencia de despacho final de 825 MW y un tiempo muerto de 3400 ms, Análisis para 5 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento	P. luego de sincronización [MW]	P. antes de sincronización [MW]	ΔP [MW]
825	3400	-0,87	0,74	18,392%	261,631	169,169	92,462

4.2.4.4 Resumen de resultados para el análisis de 5 máquinas

Considerando recierres rápidos, largos y muy largos a más de cumplir con criterios de Estabilidad Transitoria, Estabilidad por pequeña señal y criterios de picos de potencia máximo, se muestra en la Tabla 4.28 un resumen con las potencias de despacho y tiempos muertos sugeridos para este caso.

Tabla 4.28 Resumen de resultados para el análisis de 5 máquinas

Recierre	Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Factor de amortiguamiento	ΔP [MW]
Rápido	785	560	58,227%	90,081
Largo	800	1915	18,596%	92,48
Muy largo	825	3400	18,392%	92,462

4.2.5 Análisis para 4 máquinas

En base al estudio de Estabilidad transitoria, se conoce que es posible despachar toda la potencia de las 4 máquinas (740 MW) aun considerando un tiempo muerto muy largo (4000 ms). La Tabla 4.29 muestra el resultado obtenido del análisis de pequeña señal usando Prony Tool, en la misma se evidencia un factor de amortiguamiento mayor al 5%, presentando de esta manera una amortiguación aceptable.

Tabla 4.29 Resultado del análisis de la curva de potencia obtenida en Estabilidad Transitoria, Caso 4 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento	P. luego de sincronización [MW]	P. antes de sincronización [MW]	ΔP [MW]
740	4000	-0,93	0,74	19,613%	282,102	184,991	97,111

El análisis de potencia muestra que el valor de ΔP supera el límite de 92.5 MW, lo que supone una violación por cambio de potencia.

4.2.5.1 Recierre rápido (tiempo muerto comprendido entre 500 ms – 850 ms)

Se ajustó el tiempo muerto en 560 ms (recierre rápido) con el fin de dar lugar al recierre y sincronización en la parte máxima de potencia durante la primera oscilación.

Los resultados obtenidos en la Tabla 4.30, determinaron que al despachar 680 MW (170 MW cada una) se supera el problema de potencia.

Tabla 4.30 Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre rápido para una Potencia de despacho final de 680 MW y un tiempo muerto de 560 ms, Análisis para 4 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento	P. luego de sincronización [MW]	P. antes de sincronización [MW]	ΔP [MW]
680	560	-15	4,6	46,064%	275,859	184,054	91,805

4.2.5.2 Recierre largo (tiempo muerto comprendido entre 850 ms – 2500 ms)

Se busca el tiempo muerto que permita realizar el recierre y sincronismo en la parte máxima de potencia durante la segunda oscilación, es así que se ajustó el tiempo muerto en 1915 ms (recierre largo). Se determinó que al despachar 688 MW (172 MW cada una) se supera el problema de potencia, los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 4.31.

Tabla 4.31 Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre largo para una Potencia de despacho final de 688 MW y un tiempo muerto de 1915 ms, Análisis para 4 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento	P. luego de sincronización [MW]	P. antes de sincronización [MW]	ΔP [MW]
688	1915	-0,97	0,73	20,690%	272,794	180,651	92,143

4.2.5.3 Recierre muy largo (tiempo muerto mayor a 2500 ms)

El tiempo muerto para este caso para el recierre y sincronismo, debe coincidir con la parte máxima de potencia durante la tercera oscilación, es así que se ajustó el tiempo muerto en 3300 ms (recierre muy largo), determinando que al despachar 700 MW (175 MW cada una) se supera el problema de potencia, y presentando los resultados obtenidos en la Tabla 4.32:

Tabla 4.32 Resultados del análisis por pequeña señal y por cambio de potencia considerando un recierre muy largo para una Potencia de despacho final de 700 MW y un tiempo muerto de 3300 ms, Análisis para 4 máquinas

Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Damping	Frecuencia [Hz]	Factor de amortiguamiento	P. luego de sincronización [MW]	P. antes de sincronización [MW]	ΔP [MW]
700	3300	-0,96	0,73	20,486%	272,08	179,61	92,470

4.2.5.4 Resumen de resultados para el análisis de 4 máquinas

La Tabla 4.33 presenta un resumen con las potencias de despacho y tiempos muertos sugeridos para recierres rápidos, largos y muy largos, cumpliendo con requisitos de estabilidad transitoria, estabilidad por pequeña señal y criterios de picos de potencia máximo.

Tabla 4.33 Resumen de resultados para el análisis de 4 máquinas

Recierre	Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Factor de amortiguamiento	ΔP [MW]
Rápido	680	560	46,064%	91,805
Largo	688	1915	20,690%	92,143
Muy largo	700	3300	20,486%	92,47

5 Discusión

Los resultados obtenidos de las simulaciones de Coca Codo Sinclair desde el punto de vista de estabilidad Transitoria, durante recierres monofásicos de una sola línea de transmisión El Inga – San Rafael, muestran que problemas de pérdida de sincronismo de la central no se presentan sino hasta considerar el uso de 7 y 8 máquinas asumiendo una potencia de despacho total; este hecho permite saber que desde un punto de vista transitorio no habrá problemas si se despacha a máxima potencia hasta 6 máquinas. Sin embargo, de los resultados obtenidos, se llega a determinar que la amortiguación de la oscilación de potencia que se tiene luego de la falla, apertura y recierre monofásico está por debajo del 5%, lo cual no es aceptable basados en límites de otros países (por ejemplo, en Canadá el límite para la tasa de amortiguamiento es el 10%), aunque en el Ecuador no existe un valor reglamentado.

Para el caso de 7 máquinas, el análisis de Estabilidad Transitoria muestra que solo se tendrá problemas cuando se quiere despachar toda la potencia de las máquinas, considerando un tiempo muerto alto de 4000 ms, al disminuir el tiempo muerto es posible despachar toda la potencia de las 7 máquinas. Sin embargo, es preciso señalar que este caso presenta una oscilación de potencia pobremente amortiguada.

En el caso de 8 máquinas se presentó mayormente problemas de estabilidad transitoria ya que, considerando el esquema propuesto de una sola línea de transmisión en operación entre las subestaciones San Rafael y El Inga, no es posible despachar toda la potencia de las máquinas de la central CCS, este caso debe contar con diferentes potencias de despacho considerando diferentes tiempos muertos, lo que supone establecer una curva Potencia – Tiempo muerto para este caso específico. Se debe resaltar que los resultados referentes a la potencia y tiempo muerto son casos límites en los que al adicionar 100 ms al tiempo muerto, se produce una pérdida de sincronismo y, por ende, se tiene un escenario de inestabilidad.

El análisis de pequeña señal demostró que, aun considerando una potencia máxima de generación hasta la sexta máquina, no es posible despachar toda esa potencia ya que si bien por estabilidad transitoria no existe problema, por estabilidad de pequeña señal se obtiene oscilaciones de potencia pobremente amortiguadas que no son aceptables para una operación segura del sistema. Esto implica que es necesario disminuir la potencia de despacho para que se mejore la tasa de amortiguamiento.

Adicional a las consideraciones de estabilidad transitoria y de pequeña señal, los resultados referentes al análisis por cambio de potencia muestran que, aún teniendo

una amortiguación aceptable, es posible que el cambio de potencia supere el límite asumido del 50% de la potencia nominal de una de las máquinas. Cabe recalcar que la consideración del 50% es empleada para casos de generadores térmicos; sin embargo, a falta de un valor límite para generadores hidráulicos, en este trabajo se ha tomado este valor. El valor exacto debe ser señalado por el fabricante.

Desde el punto de vista de la variación de la potencia durante la sincronización de la fase abierta, los resultados obtenidos muestran que al considerar un tiempo muerto mayor, es posible despachar más potencia que si se considerara un tiempo muerto rápido, pues se debe tener en cuenta que un recierre rápido puede darse durante la primera oscilación de potencia lo que podría ocasionar un cambio mayor de esta al darse el recierre y sincronización; por lo tanto un recierre largo permite asegurar que aun dándose el recierre durante la tercera y hasta segunda oscilación existe menos riesgo de tener problemas por violación de cambio de potencia máxima.

Los sistemas de control constituyen un elemento fundamental en situaciones anormales de funcionamiento, cada uno (AVR y PSS) responde de acuerdo con la variable que controla y en sí, el AVR no funciona adecuadamente sin el PSS, aunque esto no significa que el uso de ambos pueda garantizar un control correcto ante eventos de falla, aquí tiene significativa importancia la sintonización de estos elementos de control. Como quedó demostrado en los resultados de estabilidad transitoria referente al caso 4 máquinas, los sistemas AVR y PSS pueden llegar a contrarrestar el efecto del uno sobre el otro dependiendo del momento en el cual cada uno actúe, es decir, si el AVR intenta controlar el voltaje sin considerar la oscilación por esta acción provocada, el PSS intentará controlar esta oscilación sin considerar si el voltaje se estabilizó o no. Mayormente estos sistemas actúan conjuntamente y si están bien sintonizados no llegan a contrarrestarse significativamente lo que ayuda a estabilizar el sistema rápidamente.

El esquema propuesto de Apertura y Recierre monofásico pretende mejorar las condiciones de despacho ante eventos anormales de operación y funcionamiento ya que de los análisis realizados se determinó que este esquema presenta una notable mejoría respecto a considerar un esquema de Apertura y Recierre trifásico, claro está que esta ventaja es aplicable solo bajo la consideración de falla monofásica Línea – Tierra, pero sabiendo que la probabilidad de tener este tipo de falla es superior al 90% para sistemas de 500 kV, resulta lógico considerar el uso y aplicación de este esquema.

El presente estudio permite tener un punto de partida y base para la realización de estudios de estabilidad en diferentes sistemas aplicando consideraciones y límites

sugeridos que garanticen niveles óptimos de potencia, a más de esto se pretende dejar abierta la posibilidad de un desarrollo de algoritmos que permitan tener un esquema de recierre automático mejorando los tiempos muertos y asegurando un recierre exitoso.

El recierre monofásico adaptativo supondría una gran ventaja ya que permite saber cuándo se tiene condiciones ideales para realizar el recierre y sincronismo, claro que el desarrollo y simulación de este tipo de mecanismo de recierre involucra considerar el comportamiento dinámico no lineal de la corriente de arco secundario que, como se señaló anteriormente, podría ocurrir reencendidos de arco si no se extinguió antes de darse el recierre. Igualmente, este recierre adaptativo a más de verificar la extinción del arco secundario tendrá que realizar el recierre y sincronización de la fase justo en el cruce por cero (o menores) de la oscilación de potencia, con el fin de evitar tener un cambio de potencia no válido, cabe recordar que para este trabajo se realizó el recierre en las peores condiciones: en la parte máxima de la primera, segunda y tercera oscilación.

6 Conclusiones y Recomendaciones

6.1 Conclusiones

El software ATP dispone de elementos para cualquier tipo de estudio y análisis, pero para estudios de Estabilidad Transitoria, resulta fundamental considerar modelos en el dominio de fase, a más de involucrar elementos de control y actuación esto involucra mayor demanda computacional, pero asegura una buena definición en los resultados.

La simulación en estado estable resulta fundamental ya que permite saber datos de corrientes, voltajes, ángulos y potencias como condiciones iniciales que servirán para la inicialización de elementos como AVR, PSS. El no realizar simulaciones de estado estable para cada escenario bajo estudio supone una introducción de errores en la simulación que se reflejarán en los resultados.

Para la simulación de los sistemas de control, se considera un bloque de medición que permite tener las señales de referencia bajo los cuales funciona el SEP, por lo tanto los sistemas AVR y PSS deben contar con constantes que inicialicen los bloques TACS o en este caso modifiquen el código en MODELS con el fin de garantizar su óptimo funcionamiento y evitar tener errores de simulación. Los ajustes de sintonización de AVR y PSS no son objetos de estudio en este trabajo por lo que se consideraron los ajustes actuales de estos elementos.

Cuando se analiza la repuesta de un sistema de control se debe considerar la variable sobre la cuál influye dicho sistema, en este caso, para validar el AVR, se verificó su respuesta contrastándola con el voltaje terminal de la máquina, y tal como se observa en el caso de 4 máquinas, el AVR responde ante la caída de voltaje con un impulso contrario al del voltaje terminal; para el caso del PSS, su respuesta se contrastó con la Potencia de la máquina, e igualmente se aprecia que el PSS responde con un pulso en sentido contrario al de la potencia.

Desde el punto de vista de Estabilidad Transitoria, cuando se quiere generar usando 4, 5 y 6 máquinas, es posible realizar un despacho completo a 740 MW, 925 MW, 1110 MW respectivamente considerando un tiempo muerto hasta de 4000 ms o 4 segundos sin que esto provoque pérdida de sincronismo y por ende inestabilidad.

El análisis de estabilidad transitoria para el caso de 7 máquinas mostró que no es posible despachar toda la potencia (1295 MW) considerando un tiempo muerto de 4000 ms. Del

análisis se concluye que es posible despachar los 1295 MW considerando un tiempo muerto hasta de 2700 ms.

Por estabilidad transitoria, para el caso de 8 máquinas, no es posible despachar toda la potencia de estas (1480 MW) bajo ningún tiempo muerto, del análisis se sabe que con un tiempo muerto de 500 ms es posible despachar 1440 MW, con un tiempo muerto de 850 ms es posible despachar 1370 MW y que con un tiempo muerto de 3000 ms es posible despachar 1360 MW.

Del análisis por pequeña señal y cambio de potencia, se muestra la Tabla 6.1 como resumen de las potencias de despacho y tiempos muertos obtenidos, considerando recierres rápidos, largos y muy largos:

Tabla 6.1 Resumen de las potencias y tiempos muertos obtenidos del análisis por pequeña señal y cambio de potencia

Caso	Recierre rápido		Recierre largo		Recierre muy largo	
	Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]	Potencia [MW]	Tiempo muerto [ms]
4 máquinas	680	560	688	1915	700	3300
5 máquinas	785	560	800	1915	825	3400
6 máquinas	870	600	918	2120	930	3500
7 máquinas	1036	775	1050	2435	1115	3820
8 máquinas	1080	675	1120	2350	1160	3950

6.2 Recomendaciones

Un recierre rápido permite recuperar la línea para un despacho óptimo, pero involucra el hecho de probablemente realizar el recierre durante la primera oscilación que es la de mayor amplitud, por lo tanto, si queremos garantizar un recierre exitoso se recomienda buscar realizar el recierre y sincronismo lo más tarde posible, esto dependerá de la potencia que se esté despachando.

La extinción de arco secundario resulta un factor clave con el fin de garantizar un recierre exitoso, por lo tanto, se sugiere que en todo estudio y simulación, se conozca si las líneas de transmisión poseen un mecanismo de control de corriente de arco secundario, como el reactor de neutro y si está correctamente dimensionado de tal manera que se espere que la corriente de arco secundario se autoextinga en muy pocos ciclos.

Un sistema transitoriamente estable (como los vistos en los casos para 7 y 8 máquinas) puede no ser aceptable debido al poco amortiguamiento que presenta por lo que se recomienda realizar un análisis de pequeña señal que garantice un óptimo despacho cumpliendo condiciones y requisitos de seguridad.

Si se requiere despachar más potencia y se debe ajustar un recierre rápido, lo ideal es calibrar aún más el PSS u optar por cambiar el PSS por otro de acción más rápida como el PSS4B para disminuir la tasa de amortiguamiento. Si se requiere realizar un recierre rápido sin modificar el PSS actual, se tendrá que despachar menor potencia.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Cepeda and A. De La Torre, "Determinación de Áreas Eléctricas Coherentes por Frecuencia y cómputo de la Frecuencia Promedio del Sistema Nacional Interconectado a partir de Información Sincrofasorial en Tiempo Real," *Revista Técnica "energía,"* vol. 13, pp. 26–35, 2017.
- [2] J. G. Calderón-Guizar, M. Ramírez-González, and R. Castellanos-Bustamante, "Identification of low frequency oscillation modes in large transmission systems," *Rev. Fac. Ing. Univ. Antioquia,* no. 82, pp. 31–39, 2017.
- [3] L. Rácz, "Transient Stability improvement of EHV power transmissions by adaptive single-pole reclosing," *Period. Polytech. Electr. Eng.,* vol. 29, p. 10, 1985.
- [4] D. Cubillos Rodríguez and L. Ibáñez Serrano, "Descripción teórica y análisis de fallas de arco, mediante un modelo adecuado, con el propósito de determinar su efecto en líneas de transmisión," Bogotá, 2008.
- [5] K. Ngamsanroj, S. Premrudeepreechacharn, and N. R. Watson, "500 kV Single Phase Reclosing Evaluation Using Simplified Arc Model," *IJETAE,* vol. 4, no. 6, pp. 1–12, 2014.
- [6] SIEMENS, "Adaptive Autoreclosure to Increase System Stability and Reduce Stress to Circuit Breakers," in *The Nordic Workshop in Power System Protection and Control,* 2017, p. 27.
- [7] P. Verdugo and J. Cepeda, "SINTONIZACIÓN EN CAMPO DE LOS ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTENCIA DE LA CENTRAL COCA CODO SINCLAIR," *V Congreso CIER de la Energía,* Medellín, pp. 1–13, 2017.
- [8] E. Haginomori, T. Koshiduka, J. Arai, and H. Ikeda, *Power System Transient Analysis: Theory and Practice using Simulation Program (ATP-EMTP),* 1st ed. John Wiley & Sons, Ltd., 2016.
- [9] L. W. Pérez Naranjo, "Modelación de recierre monofásico para estudios de Estabilidad Transitoria," Escuela Politécnica Nacional, 1979.
- [10] J. A. Jaleel and S. S. Shabna, "Load Flow Analysis and Reliability Evaluation of 220kV Kerala Power system," *Int. J. Eng. Innov. Technol.,* vol. 3, no. 2, pp. 558–563, 2013.
- [11] Dharamjit and D. K. Tanti, "Load Flow Analysis on IEEE 30 bus System," *Int. J. Sci. Res. Publ.,* vol. 2, no. 11, pp. 1–6, 2012.

- [12] F. M. Gonzalez Longatt, "Flujo de Potencia," in *SISTEMAS DE POTENCIA II*, 2006, pp. 1–27.
- [13] U. Bondhala, "Power Flow Studies of an AC-DC Transmission System," Indian Institute of Technology Hyderabad, 2011.
- [14] S. Grijalva, "Computer Methods for Real-Time Power System Operation and Control, Module I: Power Flow and Contingency Analysis." p. 774, 2006.
- [15] J. Játiva, G. Constante, and G. Cabrera, "Flujo de Potencia por Newton-Raphson con el Jacobiano Calculado en las Ecuaciones de Errores de Potencia," *Rev. Politécnica*, vol. 33, no. 3, p. 7, 2014.
- [16] P. Ledesma, "Estabilidad transitoria," 2008, pp. 1–30.
- [17] M. P. Pálsson, "Determination of stability limits -Angle stability -," *SINTEF Energy Res.*, no. October, p. 16, 2002.
- [18] M. EL-Shimy, "SMALL-SIGNAL STABILITY ANALYSIS (SSSA) OF SMIB SYSTEM," 2009.
- [19] O. Chaari, P. Bastard, and M. Meunier, "Prony's method: An efficient tool for the analysis of earth fault currents in petersen-coil-protected networks," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 10, no. 3, pp. 1234–1241, 1995.
- [20] D. Garcia Almazán, "Generacion de Alarma ante Oscilaciones Mediante la Transformada Digital Taylor-Fourier," UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN, 2011.
- [21] E. W. Kimbark, *Power System Stability, Volume I: Elements of Stability Calculations.*, 1st ed. New York: John Wiley & Sons, Inc., 1995.
- [22] J. Játiva and S. Villacreses, "Medición del ángulo de potencia de un generador sincrónico," Quito-Ecuador.
- [23] M. A. Pozueta Rodríguez, "Máquinas síncronas: Potencias activa y reactiva. Pares. Estabilidad estática."
- [24] L. Fang and Y. Ji-lai, "Transient stability analysis with equal area criterion directly used to a non-equivalent generator pair," *POWERENG 2009 - 2nd Int. Conf. Power Eng. Energy Electr. Drives Proc.*, pp. 386–389, 2009.
- [25] A. Rahimi, "GENERALIZED EQUAL-AREA CRITERION: A METHOD FOR ON-LINE TRANSIENT STABILITY ANALYSIS," in *IEEE International Conference*, 1990, p. 5.

- [26] F. M. Gonzalez Longatt, "Criterio de Áreas Iguales," in *SISTEMAS DE POTENCIA II*, 2007, p. 74.
- [27] Y. Sun, J. Ma, J. Kurths, and M. Zhan, "Equal-area criterion in power systems revisited," *Proc.R.Soc.A 474 20170733*, pp. 1–32, 2018.
- [28] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. United States of America: McGraw-Hill, Inc., 1993.
- [29] J. Grainger and W. J. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*. McGraw-Hill, Inc., 1996.
- [30] J. C. Das, *Transients in Electrical Systems: Analysis, Recognition, and Mitigation*. McGraw-Hill Companies, Inc., 2010.
- [31] L. Vargas, "Sistemas de Excitación de Maquinas Sincronicas," 2008, no. 56.
- [32] P. Ledesma, "Control de tensión," 2008, pp. 1–20.
- [33] IEEE, "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies," New York, 2006.
- [34] L. Dután and J. Cepeda, "Consideraciones Conceptuales sobre Análisis de Estabilidad Transitoria en el ajuste del tiempo de recierre monofásico de la línea de transmisión San Rafael - El Inga de 500 kV," *Revista Técnica "energía,"* no. 14, pp. 80–91, 2018.
- [35] G. J. W. Dudgeon, W. E. Leithead, A. Dyško, J. O'Reilly, and J. R. McDonald, "The effective role of AVR and PSS in power systems: Frequency response analysis," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 1986–1994, 2007.
- [36] R. V. De Oliveira, R. A. Ramos, and N. G. Bretas, "Calculation of Parameter ranges for robust gain tuning of power systems controllers," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 23, no. 3, 2011.
- [37] J. Hossain, A. Mahmud, N. K. Roy, and H. R. Pota, "Enhancement of transient stability limit and voltage regulation with dynamic loads using robust excitation control," *Int. J. Emerg. Electr. Power Syst.*, vol. 14, no. 6, pp. 561–570, 2013.
- [38] R. R. Slatem, "Single Phase Auto-Reclosing - Philosophy and Experience in Southern Africa," *IFAC Proc. Vol.*, vol. 13, no. 8, pp. 141–153, 1980.
- [39] J. Esztergalyos *et al.*, "Single phase tripping and auto reclosing of transmission lines-IEEE Committee Report," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 7, no. 1, pp. 182–192, 1992.

- [40] L. Dután and W. Dután, "Sintonización de reactores de neutro en líneas de 500 kV del sistema eléctrico ecuatoriano," *XXVI JORNADAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA - EPN*, Quito, p. 9, 2016.
- [41] S. Hong-chun *et al.*, "Research of Transient Stability Margin Affected by Single-phase Reclosing," in *International Conference on Power System Technology Research*, 2006, pp. 1–4.
- [42] S. Chandel and A. K. Sharma, "Study of Secondary Arc Current Suppression Effects under Different Fault Location on Extra High Voltage Line," *Int. J. Recent Res. Electr. Electron. Eng.*, vol. 3, no. 2, pp. 46–52, 2016.
- [43] N. Saxena and N. Suryavanshi, "Study on Suppression of Secondary Arc Current under Different Fault Locations for High Voltage Transmission Line," *Int. J. Electr. Electron. Comput. Eng.*, pp. 132–136, 2014.
- [44] S.-H. Sohn *et al.*, "Analysis of Secondary Arc Extinction Effects according to the Application of Shunt Reactor and High Speed Grounding Switches in Transmission Systems," *J. Int. Counc. Electr. Eng.*, vol. 4, no. 4, pp. 324–329, 2014.
- [45] S. A. Ali, "Modeling of power networks by ATP-Draw for harmonics propagation study," *Trans. Electr. Electron. Mater.*, vol. 14, no. 6, pp. 283–290, 2013.
- [46] B. A. Mork, F. Gonzalez, D. Ishchenko, D. L. Stuehm, and J. Mitra, "Hybrid transformer model for transient simulation - Part I: Development and parameters," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 22, no. 1, pp. 248–255, 2007.
- [47] H. K. Høidalen and A. H. Soloot, "Cable modelling in ATP – from NODA to TYPE94," *EMTP Users Gr. Meet.*, no. August, 2010.
- [48] S. B. H. Shamsuddin, "Study on the Non Linear Characteristic of Power Transformer and Their Effect Ferroresonance," Universiti Teknologi Malaysia, 2008.
- [49] A. R. Hakim, "ATP - EMTP Modeling of Distance Relays to Simulate Single Line to Ground Fault Performance in Transmission Network," Delft University of Technology, 2015.
- [50] A. Kałkol, B. Sobczak, and R. Trębski, "INVESTIGATION OF THE IMPACT OF SWITCHING A HEAVILY LOADED TRANSMISSION LINE ON OPERATION OF A POWER PLANT WITH TURBINE-GENERATOR UNITS," *Acta Energetica*, pp. 23–28.


```

    A1[i,1] = Pe_0
    A1[i,2] = Pa_0
    A1[i,3] = D_w_0
    A1[i,4] = w_0
    A1[i,5] = D_ang_0
    A1[i,6] = ang_0
else:
    A1[i,0] = i*D_t
    A1[i,5] = A1[i-1,4]*D_t+((A1[i-1,2])/(2*M))*(D_t*D_t)
    A1[i,6] = (A1[i-1,6])+(A1[i,5])
    A1[i,1] = (2/np.pi)*A1[i,6]*(np.pi/180)
    A1[i,2] = 1-A1[i,1]
    A1[i,3] = (A1[i,2]/M)*D_t
    A1[i,4] = A1[i-1,3]+A1[i-1,4]
    i = i+1
np.set_printoptions(suppress=True)
np.set_printoptions(threshold=np.inf)

```

Método 2: Más preciso

```

D_t = 0.05
n = t_m/D_t

#Inicialización:
ang_0 = 45
Pe_0 = 0.5
Pm_0 = 1.0
Pa_0 = Pm_0 - Pe_0
Dt2M = (D_t*D_t)/M
w_0 = 0
D_ang_0 = 0
s = (int(n),6)
A2 = np.zeros(s)
i = 0
j = 0
for i in range(0, int(n)):
    if i == 0:
        A2[i,1] = Pe_0
        A2[i,2] = Pa_0/2
        A2[i,3] = Dt2M*A2[i,2]
        A2[i,4] = D_ang_0
        A2[i,5] = ang_0
    else:
        A2[i,0] = i*D_t
        A2[i,4] = A2[i-1,4]+(A2[i-1,2]/M)*(D_t*D_t)
        A2[i,5] = A2[i-1,5]+A2[i,4]
        A2[i,1] = (2/np.pi)*A2[i,5]*(np.pi/180)
        A2[i,2] = 1-A2[i,1]
        A2[i,3] = A2[i,2]*(D_t*D_t)/M
    i = i+1
np.set_printoptions(suppress=True)
np.set_printoptions(threshold=np.inf)
print ('La matriz de ceros usando el Método 2 es:')
print ("", np.array(A2))

# GRÁFICAS:

fig = plt.figure()
fig, ax = plt.subplots()
plt.subplots_adjust(left=0.095, right=0.98, top=0.97, bottom=0.1)
t = A[:,0]
y = A[:,6]
t1 = A1[:,0]
y1 = A1[:,6]
t2 = A2[:,0]
y2 = A2[:,5]
ax.plot(t_e, ang_e, 'k', linestyle = '--', linewidth = 1.0, label = 'Sol_exact.')
ax.plot(t, y, 'g', linestyle = '-', linewidth = 0.5, label = 'M1, Δt=0.05')

```



```

    A[i,2] = (Pe0-Pef)/2
    A[i,3] = ((D_t*D_t)/M)*A[i,2]
    A[i,4] = D_ang
    A[i,5] = ang_0
elif 0<i<top/D_t:
    A[i,0] = i*D_t
    A[i,4] = A[i-1,4]+((D_t*D_t)/M)*A[i-1,2]
    A[i,5] = A[i-1,5]+A[i,4]
    A[i,1] = Pef_m*np.sin(A[i,5]*np.pi/180)
    A[i,2] = Pm-A[i,1]
    A[i,3] = A[i-1,2]*(D_t*D_t)/M
elif i==(top/D_t):
    A[i,0] = i*D_t
    A[i,4] = A[i-1,4]+((D_t*D_t)/M)*(Pm-A[i-1,1])
    A[i,5] = A[i-1,5]+A[i,4]
    A[i,1] = (A[i-1,1]+(Pepf_m*np.sin(A[i,5]*np.pi/180)))/2
    A[i,2] = Pm-A[i,1]
    A[i,3] = A[i-1,2]*(D_t*D_t)/M
else:
    A[i,0] = i*D_t
    A[i,4] = A[i-1,4]+((D_t*D_t)/M)*A[i-1,2]
    A[i,5] = A[i-1,5]+A[i,4]
    A[i,1] = Pepf_m*np.sin(A[i,5]*np.pi/180)
    A[i,2] = Pm-A[i,1]
    A[i,3] = A[i-1,2]*(D_t*D_t)/M
    i = i+1
np.set_printoptions(suppress=True)
np.set_printoptions(threshold=np.inf)
print ('La matriz de ceros es:')
print ("", np.array(A))

# Para Delta_top = 0.7:

top = 0.7
n = tmax/D_t
s = (int(n)-1,6)
A7 = np.zeros(s)
i = 0
j = 0
for i in range(0, int(n)-1):
    if i == 0:
        A7[i,1] = (Pe0-Pef)
        A7[i,2] = (Pe0-Pef)/2
        A7[i,3] = ((D_t*D_t)/M)*A7[i,2]
        A7[i,4] = D_ang
        A7[i,5] = ang_0
    elif 0<i<top/D_t:
        A7[i,0] = i*D_t
        A7[i,4] = A7[i-1,4]+((D_t*D_t)/M)*A7[i-1,2]
        A7[i,5] = A7[i-1,5]+A7[i,4]
        A7[i,1] = Pef_m*np.sin(A7[i,5]*np.pi/180)
        A7[i,2] = Pm-A7[i,1]
        A7[i,3] = A7[i-1,2]*(D_t*D_t)/M
    elif i==(top/D_t):
        A7[i,0] = i*D_t
        A7[i,4] = A7[i-1,4]+((D_t*D_t)/M)*(Pm-A7[i-1,1])
        A7[i,5] = A7[i-1,5]+A7[i,4]
        A7[i,1] = (A7[i-1,1]+(Pepf_m*np.sin(A7[i,5]*np.pi/180)))/2
        A7[i,2] = Pm-A7[i,1]
        A7[i,3] = A7[i-1,2]*(D_t*D_t)/M
    else:
        A7[i,0] = i*D_t
        A7[i,4] = A7[i-1,4]+((D_t*D_t)/M)*A7[i-1,2]
        A7[i,5] = A7[i-1,5]+A7[i,4]
        A7[i,1] = Pepf_m*np.sin(A7[i,5]*np.pi/180)
        A7[i,2] = Pm-A7[i,1]
        A7[i,3] = A7[i-1,2]*(D_t*D_t)/M
    i = i+1

```

```

np.set_printoptions(suppress=True)
np.set_printoptions(threshold=np.inf)
print ('La matriz de ceros es:')
print ("", np.array(A7))

```

Para Delta_top = 0.65:

```

top = 0.65
n = tmax/D_t
s = (int(n)-1,6)
A65 = np.zeros(s)
i = 0
j = 0
for i in range(0, int(n)-1):
    if i == 0:
        A65[i,1] = (Pe0-Pef)
        A65[i,2] = (Pe0-Pef)/2
        A65[i,3] = ((D_t*D_t)/M)*A65[i,2]
        A65[i,4] = D_ang
        A65[i,5] = ang_0
    elif 0<i<top/D_t:
        A65[i,0] = i*D_t
        A65[i,4] = A65[i-1,4]+((D_t*D_t)/M)*A65[i-1,2]
        A65[i,5] = A65[i-1,5]+A65[i,4]
        A65[i,1] = Pef_m*np.sin(A65[i,5]*np.pi/180)
        A65[i,2] = Pm-A65[i,1]
        A65[i,3] = A65[i-1,2]*(D_t*D_t)/M
    elif i==(top/D_t):
        A65[i,0] = i*D_t
        A65[i,4] = A65[i-1,4]+((D_t*D_t)/M)*(Pm-A65[i-1,1])
        A65[i,5] = A65[i-1,5]+A65[i,4]
        A65[i,1] = (A65[i-1,1]+(Pepf_m*np.sin(A65[i,5]*np.pi/180)))/2
        A65[i,2] = Pm-A65[i,1]
        A65[i,3] = A65[i-1,2]*(D_t*D_t)/M
    else:
        A65[i,0] = i*D_t
        A65[i,4] = A65[i-1,4]+((D_t*D_t)/M)*A65[i-1,2]
        A65[i,5] = A65[i-1,5]+A65[i,4]
        A65[i,1] = Pepf_m*np.sin(A65[i,5]*np.pi/180)
        A65[i,2] = Pm-A65[i,1]
        A65[i,3] = A65[i-1,2]*(D_t*D_t)/M
    i = i+1
np.set_printoptions(suppress=True)
np.set_printoptions(threshold=np.inf)
print ('La matriz de ceros es:')
print ("", np.array(A65))

```

Para Delta_top = 0.6:

```

top = 0.6
n = tmax/D_t
s = (int(n)-1,6)
A6 = np.zeros(s)
i = 0
j = 0
for i in range(0, int(n)-1):
    if i == 0:
        A6[i,1] = (Pe0-Pef)
        A6[i,2] = (Pe0-Pef)/2
        A6[i,3] = ((D_t*D_t)/M)*A6[i,2]
        A6[i,4] = D_ang
        A6[i,5] = ang_0
    elif 0<i<top/D_t:
        A6[i,0] = i*D_t
        A6[i,4] = A6[i-1,4]+((D_t*D_t)/M)*A6[i-1,2]
        A6[i,5] = A6[i-1,5]+A6[i,4]
        A6[i,1] = Pef_m*np.sin(A6[i,5]*np.pi/180)
        A6[i,2] = Pm-A6[i,1]
        A6[i,3] = A6[i-1,2]*(D_t*D_t)/M

```

```

elif i==(top/D_t):
    A6[i,0] = i*D_t
    A6[i,4] = A6[i-1,4]+((D_t*D_t)/M)*(Pm-A6[i-1,1])
    A6[i,5] = A6[i-1,5]+A6[i,4]
    A6[i,1] = (A6[i-1,1]+(Pepf_m*np.sin(A6[i,5]*np.pi/180)))/2
    A6[i,2] = Pm-A6[i,1]
    A6[i,3] = A6[i-1,2]*(D_t*D_t)/M
else:
    A6[i,0] = i*D_t
    A6[i,4] = A6[i-1,4]+((D_t*D_t)/M)*A6[i-1,2]
    A6[i,5] = A6[i-1,5]+A6[i,4]
    A6[i,1] = Pepf_m*np.sin(A6[i,5]*np.pi/180)
    A6[i,2] = Pm-A6[i,1]
    A6[i,3] = A6[i-1,2]*(D_t*D_t)/M
i = i+1
np.set_printoptions(suppress=True)
np.set_printoptions(threshold=np.inf)
print ('La matriz de ceros es:')
print ("", np.array(A6))

```

Para Delta_top = 0.5:

```

top = 0.5
n = tmax/D_t
s = (int(n)-1,6)
A5 = np.zeros(s)
i = 0
j = 0
for i in range(0, int(n)-1):
    if i == 0:
        A5[i,1] = (Pe0-Pef)
        A5[i,2] = (Pe0-Pef)/2
        A5[i,3] = ((D_t*D_t)/M)*A5[i,2]
        A5[i,4] = D_ang
        A5[i,5] = ang_0
    elif 0<i<top/D_t:
        A5[i,0] = i*D_t
        A5[i,4] = A5[i-1,4]+((D_t*D_t)/M)*A5[i-1,2]
        A5[i,5] = A5[i-1,5]+A5[i,4]
        A5[i,1] = Pef_m*np.sin(A5[i,5]*np.pi/180)
        A5[i,2] = Pm-A5[i,1]
        A5[i,3] = A5[i-1,2]*(D_t*D_t)/M
    elif i==(top/D_t):
        A5[i,0] = i*D_t
        A5[i,4] = A5[i-1,4]+((D_t*D_t)/M)*(Pm-A5[i-1,1])
        A5[i,5] = A5[i-1,5]+A5[i,4]
        A5[i,1] = (A5[i-1,1]+(Pepf_m*np.sin(A5[i,5]*np.pi/180)))/2
        A5[i,2] = Pm-A5[i,1]
        A5[i,3] = A5[i-1,2]*(D_t*D_t)/M
    else:
        A5[i,0] = i*D_t
        A5[i,4] = A5[i-1,4]+((D_t*D_t)/M)*A5[i-1,2]
        A5[i,5] = A5[i-1,5]+A5[i,4]
        A5[i,1] = Pepf_m*np.sin(A5[i,5]*np.pi/180)
        A5[i,2] = Pm-A5[i,1]
        A5[i,3] = A5[i-1,2]*(D_t*D_t)/M
i = i+1
np.set_printoptions(suppress=True)
np.set_printoptions(threshold=np.inf)
print ('La matriz de ceros es:')
print ("", np.array(A5))

```

Para Delta_top = 0.2:

```

top = 0.2
n = tmax/D_t
s = (int(n)-1,6)
A2 = np.zeros(s)
i = 0

```

```

j = 0
for i in range(0, int(n)-1):
    if i == 0:
        A2[i,1] = (Pe0-Pef)
        A2[i,2] = (Pe0-Pef)/2
        A2[i,3] = ((D_t*D_t)/M)*A2[i,2]
        A2[i,4] = D_ang
        A2[i,5] = ang_0
    elif 0<i<top/D_t:
        A2[i,0] = i*D_t
        A2[i,4] = A2[i-1,4]+((D_t*D_t)/M)*A2[i-1,2]
        A2[i,5] = A2[i-1,5]+A2[i,4]
        A2[i,1] = Pef_m*np.sin(A2[i,5]*np.pi/180)
        A2[i,2] = Pm-A2[i,1]
        A2[i,3] = A2[i-1,2]*(D_t*D_t)/M
    elif i==(top/D_t):
        A2[i,0] = i*D_t
        A2[i,4] = A2[i-1,4]+((D_t*D_t)/M)*(Pm-A2[i-1,1])
        A2[i,5] = A2[i-1,5]+A2[i,4]
        A2[i,1] = (A2[i-1,1]+(Pepf_m*np.sin(A2[i,5]*np.pi/180)))/2
        A2[i,2] = Pm-A2[i,1]
        A2[i,3] = A2[i-1,2]*(D_t*D_t)/M
    else:
        A2[i,0] = i*D_t
        A2[i,4] = A2[i-1,4]+((D_t*D_t)/M)*A2[i-1,2]
        A2[i,5] = A2[i-1,5]+A2[i,4]
        A2[i,1] = Pepf_m*np.sin(A2[i,5]*np.pi/180)
        A2[i,2] = Pm-A2[i,1]
        A2[i,3] = A2[i-1,2]*(D_t*D_t)/M
    i = i+1
np.set_printoptions(suppress=True)
np.set_printoptions(threshold=np.inf)
print ('La matriz de ceros es:')
print ('', np.array(A2))
#np.savetxt('temp2.txt', A2, fmt='%f')

```

GRÁFICAS:

```

fig = plt.figure()
fig, ax = plt.subplots()
plt.subplots_adjust(left=0.095, right=0.98, top=0.97, bottom=0.1)
t = A[:,0]
y = A[:,5]
t7 = A7[:,0]
y7 = A7[:,5]

t65 = A65[:,0]
y65 = A65[:,5]
t6 = A6[:,0]
y6 = A6[:,5]
t5 = A5[:,0]
y5 = A5[:,5]
t2 = A2[:,0]
y2 = A2[:,5]
ax.plot(t7, y7, 'b', linestyle = '-', linewidth = 0.5, label = 'top=0.7')
ax.plot(t65, y65, 'g', linestyle = '-', linewidth = 0.5, label = 'top=0.65')
ax.plot(t6, y6, 'orange', linestyle = '-', linewidth = 0.5, label = 'top=0.6')
ax.plot(t5, y5, 'c', linestyle = '-', linewidth = 0.5, label = 'top=0.5')
ax.plot(t, y, 'r', linestyle = '-', linewidth = 0.5, label = 'top=0.4')
ax.plot(t2, y2, 'k', linestyle = '-', linewidth = 0.5, label = 'top=0.2')
ax.set_xlim(0, tmax)
ax.set_ylim(-75, 250)
plt.grid(True)
plt.legend(loc=1)
plt.xlabel(r"t [s]", fontsize = 8, color = 'black')
plt.ylabel(r"Ángulo [°]", fontsize = 8, color = 'black')
plt.grid(color = '0.7', linestyle = '--', linewidth = 1)
plt.minorticks_on()

```

```
plt.rc('font', size=7)      # controls default text sizes
plt.rc('axes', titlesize=7) # fontsize of the axes title
plt.rc('axes', labelsiz=6)  # fontsize of the x and y labels
plt.rc('legend', fontsize=7)
plt.show()
```

Anexo 3

