



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE  
ESCUELA DE INGENIERIA

# **INVESTIGACIÓN DEL USO DE AHP EN LA CUANTIFICACIÓN DE UNA MÉTRICA DINÁMICA PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS**

**FRANCISCO JAVIER CABEZAS VALENZUELA**

Tesis para optar al grado de  
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:

**SEBASTIÁN RÍOS M.**

Santiago de Chile, (Diciembre, 2008)

© 2008, Francisco Javier Cabezas Valenzuela



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE

ESCUELA DE INGENIERIA

# **INVESTIGACIÓN DEL USO DE AHP EN LA CUANTIFICACIÓN DE UNA MÉTRICA DINÁMICA PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS**

**FRANCISCO JAVIER CABEZAS VALENZUELA**

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

**SEBASTIÁN RÍOS**

**RICARDO RAINERI**

**JUAN ZOLEZZI**

**FELIPE MORALES**

Para completar las exigencias del grado de  
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, (Diciembre, 2008)

A Dios creador, Todopoderoso y a mi familia por su apoyo e inspiración para entregarme del todo a este trabajo.

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero agradecer a todas las personas que con su experiencia y conocimiento colaboraron en la realización de este trabajo.

En particular agradezco al Dr. Sebastián Ríos M., profesor guía de este trabajo, ya que a fines del 2005 conversamos de forma distendida sobre el tema y pacientemente colaboró para llegar al resultado final, tanto con apoyo teórico como con soporte y espacio físico necesario.

Agradezco también al Mg. Claudio Garuti de Fulcrum Ingeniería Ltda., por su ayuda entorno a la teoría del Dr. Thomas Saaty, orientando y entregando una visión distinta. Agradezco a Federico Heiremans de MedicalSapiens.com por todo el material facilitado, además de la oportunidad de participar en proyectos donde se aplica gran parte de la teoría de este trabajo en otras áreas de interés público.

Por último quiero agradecer al colegio que informalmente se produce entre los alumnos de postgrado, que con el intercambio de ideas y formas de trabajo, permiten avanzar de forma mucho más fluida en el manejo de las herramientas computacionales y las teorías que por tanto tiempo hemos estudiado en nuestras respectivas carreras.

## INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA .....	ii
AGRADECIMIENTOS .....	iii
INDICE DE TABLAS .....	ix
INDICE DE FIGURAS.....	xiii
RESUMEN.....	xvii
ABSTRACT .....	xviii
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Motivación .....	1
1.2 Estado del Arte.....	2
1.3 Controladores FACTS.....	3
1.3.1 Métricas de desempeño.....	7
1.3.2 Elementos Constitutivos del Proceso Jerárquico Analítico (AHP) .	9
1.4 Hipótesis.....	13
1.5 Estructura general de la Tesis .....	13
2 APLICACIÓN DE ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DEL AHP.....	15
2.1 Elementos de la métrica .....	15
2.2 Criterios del experto en palabras.....	20
2.3 Uso de los nuevos elementos constitutivos.....	21
3 ELEMENTOS DE LA MÉTRICA DE DESEMPEÑO DINÁMICO .....	26
3.1 Análisis de las condiciones de Pre-falla ( $m_1$ ).....	27
3.1.1 Valores propios y Factor de Amortiguamiento ( $m_{11}$ ).....	27
3.1.2 Magnitud de Voltaje en Régimen Permanente ( $m_{12}$ ).....	28

3.1.3	Ángulos de Rotor de Generadores en Régimen Permanente ( $m_{13}$ )	29
3.2	Análisis de Estabilidad Angular ( $m_2$ )	29
3.2.1	Amplitud de la Primera Oscilación del Ángulo Rotor ( $m_{21}$ )	30
3.2.2	Amortiguamiento de los Ángulos de Rotor ( $m_{22}$ )	30
3.2.3	Respuesta de Voltaje en Barra Cortocircuitada ( $m_{23}$ )	31
3.3	Análisis de Estabilidad de Frecuencia ( $m_3$ )	31
3.3.1	Frecuencia Mínima del Sistema ( $m_{31}$ )	32
3.3.2	Índice de Desempeño del Error de Frecuencia ( $m_{32}$ )	32
3.3.3	Error Final de la Frecuencia ( $m_{33}$ )	33
3.4	Análisis de Estabilidad de Voltaje ( $m_4$ )	34
3.4.1	Margen de carga ( $m_{41}$ )	34
3.4.2	Análisis modal del Jacobiano ( $m_{42}$ )	36
3.4.3	Menor reserva de potencia reactiva ( $m_{43}$ )	38
4	DEFINICIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN ESTUDIO	41
4.1	Sistema de pruebas	41
4.2	Estudio con aplicación de Criterio de Seguridad N-1	45
4.3	Distribución de Consumos en Alta y Media Tensión	46
4.4	Índice de Robustez (IR)	47
4.5	Aplicación de nuevos elementos de control en SEP IEEE-14 barras	48
4.5.1	Nuevos elementos de control en el SEP IEEE-14 barras	49
4.6	Casos de Estudio para aplicar la métrica	65
4.6.1	Caso Base	65
4.6.2	Caso Base+TG	65
4.6.3	Caso Base+SVC	66
4.6.4	Caso Base+PSS	66

4.6.5	Caso Base+TCSC .....	66
4.6.6	Caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC.....	66
4.6.7	Caso Base2.....	67
4.6.8	Caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC.....	67
5	APLICACIÓN DE LA MÉTRICA de DESEMPEÑO DINÁMICO .....	68
5.1	Resultados de cada elemento de la métrica por tipo de análisis .....	70
5.1.1	Análisis Condición Pre-falla.....	70
5.1.2	Análisis de Estabilidad Angular o Transitoria.....	73
5.1.3	Análisis de Estabilidad de Frecuencia .....	76
5.1.4	Análisis de Estabilidad de Voltaje.....	78
5.2	Resultado final: composición de la métrica .....	81
6	CONCLUSIONES.....	88
6.1	Conclusiones generales .....	88
6.2	Sugerencias para trabajos futuros.....	93
	BIBLIOGRAFÍA .....	96
7	A N E X O S .....	99
Anexo A:	El significado de medir.....	100
Anexo B:	Fundamentos del AHP .....	104
Anexo C:	Resultados de la aplicación de la métrica .....	110
C.1	Flujos de Potencia .....	110
C.1.1	Caso Base.....	110
C.1.2	Caso Base+TG .....	111
C.1.3	Caso Base+SVC.....	112
C.1.4	Caso Base+PSS.....	113
C.1.5	Caso Base +TCSC.....	114

C.1.6	Caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC .....	115
C.1.7	Caso Base2.....	116
C.1.8	Caso Base2 +TG+SVC+PSS+TCSC .....	117
C.2	Resultados del Análisis de Pequeña Señal .....	118
C.2.1	Caso Base.....	119
C.2.2	Caso Base+TG .....	120
C.2.3	Caso Base+SVC.....	121
C.2.4	Caso Base+PSS.....	122
C.2.5	Caso Base +TCSC.....	123
C.2.6	Caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC .....	124
C.2.7	Caso Base2.....	125
C.2.8	Caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC .....	126
C.3	Resultados del Análisis Modal del Jacobiano.....	127
C.3.1	Caso Base.....	127
C.3.2	Caso Base+TG .....	128
C.3.3	Caso Base+SVC.....	128
C.3.4	Caso Base+PSS.....	129
C.3.5	Caso Base +TCSC.....	129
C.3.6	Caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC .....	130
C.3.7	Caso Base2.....	130
C.3.8	Caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC .....	131
C.4	Curvas PV .....	132
C.4.1	Caso Base.....	132
C.4.2	Caso Base+TG .....	133
C.4.3	Caso Base+SVC.....	133

C.4.4	Caso Base+PSS.....	134
C.4.5	Caso Base +TCSC.....	134
C.4.6	Caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC .....	135
C.4.7	Caso Base2.....	135
C.4.8	Caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC .....	136
C.5	Resultados Cortocircuito Trifásico .....	137
C.5.1	Caso Base.....	138
C.5.2	Caso Base+TG .....	142
C.5.3	Caso Base+SVC.....	146
C.5.4	Caso Base+PSS.....	150
C.5.5	Caso Base+TCSC.....	154
C.5.6	Caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC .....	158
C.5.7	Caso Base2.....	162
C.5.8	Caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC .....	166
C.6	Frecuencia después de la Salida del Generador más Grande del Despacho	170

## INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1-1: Intensidades para comparar importancias.....	11
Tabla 1-2: Valores del índice aleatorio R.I. ....	12
Tabla 2-2: Matrices de dominancia y factores locales .....	19
Tabla 2-3: Matriz de comparación del análisis de las condiciones Pre-falla .....	21
Tabla 2-4: Matriz de comparación del análisis de estabilidad angular .....	22
Tabla 2-5: Matriz de comparación del análisis de estabilidad de frecuencia.....	22
Tabla 2-6: Matriz de comparación del análisis de estabilidad de voltaje .....	22
Tabla 2-7: Matriz de comparación entre los análisis .....	23
Tabla 2-8: Ponderadores globales para el índice global.....	24
Tabla 2-9: Matriz de comparación de estados de operación del SEP .....	24
Tabla 2-10: Rangos propuestos para el estado de operación del SEP.....	25
Tabla 3-1: Escala de evaluación utilizada elemento $m_{11}$ .....	28
Tabla 3-2: Escala de evaluación utilizada elemento $m_{12}$ .....	28
Tabla 3-3: Escala de evaluación utilizada elemento $m_{13}$ .....	29
Tabla 3-4: Escala de evaluación utilizada elemento $m_{21}$ .....	30
Tabla 3-5: Escala de evaluación utilizada elemento $m_{22}$ .....	31
Tabla 3-6: Escala de evaluación utilizada elemento $m_{23}$ .....	31
Tabla 3-7: Escala de evaluación utilizada elemento $m_{31}$ .....	32
Tabla 3-8: Escala de evaluación utilizada elemento $m_{32}$ .....	33
Tabla 3-9: Escala de evaluación utilizada elemento $m_{33}$ .....	33
Tabla 3-10: Escala de evaluación utilizada elemento $m_{41}$ .....	36

Tabla 3-11: Escala de evaluación utilizada elemento m <sub>42</sub> .....	37
Tabla 3-12: Escala de evaluación utilizada elemento m <sub>43</sub> .....	39
Tabla 4-1: Datos de los generadores .....	43
Tabla 4-2: Datos para el flujo de carga del sistema IEEE-14 barras .....	43
Tabla 4-3: Datos de los reguladores de voltaje por generador .....	44
Tabla 4-4: Datos de las líneas y transformadores del SEP IEEE-14 barras .....	44
Tabla 4-5: Resumen de la aplicación criterio N-1 en SEP IEEE-14 barras .....	46
Tabla 4-6: Distribución de Consumo para SEP IEEE de 14 Barras .....	47
Tabla 4-7: Índice de Robustez sistema 14 barras IEEE .....	48
Tabla 4-8: Parámetros de los TG por barra .....	51
Tabla 4-9: Parámetros del SVC .....	55
Tabla 4-10: Parámetros del PSS utilizado .....	58
Tabla 4-11: Parámetros del PSS utilizado .....	59
Tabla 4-12: Parámetros del TCSC .....	63
Tabla 5-1: Resultados análisis condiciones pre-falla .....	71
Tabla 5-2: Resultados análisis condiciones pre-falla (continuación) .....	72
Tabla 5-3: Resultados análisis condiciones pre-falla (continuación) .....	72
Tabla 5-4: Resultados análisis de estabilidad transitoria .....	75
Tabla 5-5: Resultado análisis estabilidad transitoria (continuación) .....	75
Tabla 5-6: Resultado análisis estabilidad transitoria (continuación) .....	76
Tabla 5-7: Resultados análisis de estabilidad de frecuencia .....	77
Tabla 5-8: Resultados análisis de estabilidad de frecuencia (continuación) .....	77
Tabla 5-9: Resultados análisis de estabilidad de frecuencia (continuación) .....	77
Tabla 5-10: Resultados análisis de estabilidad de voltaje .....	79

Tabla 5-11: Resultados análisis de estabilidad de voltaje (continuación).....	79
Tabla 5-12: Resultados análisis de estabilidad de voltaje (continuación).....	80
Tabla 5-13: Síntesis de la métrica global .....	81
Tabla 5-14: Síntesis de la métrica global (continuación).....	82
Tabla 5-15: Síntesis del índice global usando las nuevas escalas propuestas.....	85
Tabla 5-16: Síntesis del índice global usando las nuevas escalas propuestas (continuación).....	85
Tabla B-1: Índice aleatorio.....	108
Tabla C-1: Flujo de potencia del caso Base .....	110
Tabla C-2: Ángulos de rotor inicial caso Base.....	111
Tabla C-3: Flujo de potencia caso Base+TG .....	111
Tabla C-4: Ángulos de rotor inicial caso Base+TG .....	111
Tabla C-5: Flujo de potencia caso Base+SVC .....	112
Tabla C-6: Ángulos de rotor inicial caso Base+SVC .....	112
Tabla C-7: Flujo de potencia caso Base+PSS .....	113
Tabla C-8: Ángulos de rotor inicial caso Base+PSS.....	113
Tabla C-9: Flujo de potencia caso Base +TCSC.....	114
Tabla C-10: Ángulos de rotor inicial caso Base +TCSC .....	114
Tabla C-11: Flujo de potencia caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC .....	115
Tabla C-12: Ángulos de rotor inicial caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC.....	115
Tabla C-13: Flujo de potencia caso Base2.....	116
Tabla C-14: Ángulos de rotor inicial caso Base2.....	116
Tabla C-15: Flujo de potencia caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC .....	117
Tabla C-16: Ángulos de rotor inicial caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC.....	117

Tabla C-17: Valores propios caso Base .....	119
Tabla C-18: Valores propios caso Base+TG.....	120
Tabla C-19: Valores propios caso Base+SVC .....	121
Tabla C-20: Valores propios caso Base+PSS .....	122
Tabla C-21: Valores propios caso Base+TCSC .....	123
Tabla C-22: Valores propios caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC .....	124
Tabla C-23: Valores propios caso Base2 .....	125
Tabla C-24: Valores propios caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC .....	126
Tabla C-25: Valores singulares del Jacobiano caso Base .....	127
Tabla C-26: Valores singulares del Jacobiano caso Base+TG .....	128
Tabla C-27: Valores singulares del Jacobiano caso Base+SVC .....	128
Tabla C-28: Valores singulares del Jacobiano caso Base+PSS .....	129
Tabla C-29: Valores singulares del Jacobiano caso Base +TCSC .....	129
Tabla C-30: Valores singulares del Jacobiano caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC .	130
Tabla C-31: Valores singulares del Jacobiano caso Base2 .....	130
Tabla C-32: Valores singulares del Jacobiano caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC	131

## INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1-1: Clasificación de los fenómenos de Estabilidad encontrados en un SEP (Fuente: P. Kundur, 1994) .....	2
Figura 1-2: Diagrama fasorial de compensación serie .....	4
Figura 1-3: Diagrama fasorial de compensación paralelo o shunt .....	5
Figura 1-4: Esquemas de FACTS compensadores en serie .....	6
Figura 1-5: Esquemas de FACTS compensación por desviación a tierra .....	6
Figura 4-1: Esquema unilineal del SEP IEEE de 14 barras .....	42
Figura 4-2: Esquema de control del TG utilizado .....	51
Figura 4-3: Respuesta de frecuencia del sistema en el caso base (sin TG) .....	54
Figura 4-4: Respuesta de frecuencia del sistema con uso de TG .....	54
Figura 4-5: Esquema de control del SVC utilizado .....	56
Figura 4-6: Voltaje en barra 14 cortocircuito en barra 05 con uso de SVC .....	56
Figura 4-7: Q aportado por SVC en barra 14 con cortocircuito en barra 05 .....	57
Figura 4-8: Esquema de control del PSS utilizado .....	58
Figura 4-9: Esquema de control AVR utilizado .....	59
Figura 4-10: Voltaje en barra 1, con cortocircuito en barra 5 con uso de PSS .....	60
Figura 4-11: P generador barra 1, con cortocircuito en barra 5 con PSS .....	61
Figura 4-13: Esquema de control del TCSC .....	62
Figura 4-14: Voltaje en barras 4 y 5 con cortocircuito en barra 5, con TCSC .....	63
Figura 4-15: P transferido por línea 4-5 con c.c. en barra 5, usando TCSC .....	64
Figura 4-16: Diferencia ángulos de voltaje línea 4-5 con cortocircuito en Barra 5, usando TCSC .....	64

Figura 5-1: Composición y detalle por elemento de la métrica para cada caso de estudio  
83

Figura 5-2: Composición y detalle por elemento de la métrica global para cada caso  
propuesto usando las nuevas escalas ..... 86

Figura C-1: Curvas PV caso Base..... 132

Figura C-2: Curvas PV caso Base+TG ..... 133

Figura C-3: Curvas PV caso Base+SVC ..... 133

Figura C-4: Curvas PV caso Base+PSS ..... 134

Figura C-5: Curvas PV caso Base +TCSC..... 134

Figura C-6: Curvas PV caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC ..... 135

Figura C-7: Curvas PV caso Base2 ..... 135

Figura C-8: Curvas PV caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC ..... 136

Figura C-9: Ángulos de rotor caso Base ..... 138

Figura C-10: Derivada ángulos de rotor caso Base..... 139

Figura C-11: Voltaje barra 5 caso Base ..... 140

Figura C-12: Derivada voltaje barra 5 caso Base..... 141

Figura C-13: Ángulos de rotor caso Base+TG..... 142

Figura C-14: Derivada ángulo de rotor caso Base+TG..... 143

Figura C-15: Voltaje barra 5 caso Base+TG..... 144

Figura C-16: Derivada voltaje barra 5 caso Base+TG..... 145

Figura C-17: Ángulos de rotor caso Base+SVC ..... 146

Figura C-18: Derivada ángulo de rotor caso Base+SVC ..... 147

Figura C-19: Voltaje barra 5 caso Base+SVC ..... 148

Figura C-20: Derivada voltaje barra 5 caso Base+SVC ..... 149

Figura C-21: Ángulos de rotor caso Base+PSS .....	150
Figura C-22: Derivada ángulos de rotor caso Base+PSS.....	151
Figura C-23: Voltaje barra 5 caso Base+PSS .....	152
Figura C-24: Derivada voltaje barra 5 caso Base+PSS.....	153
Figura C-25: Ángulos de rotor caso Base+TCSC .....	154
Figura C-26: Derivada ángulos de rotor caso Base+TCSC .....	155
Figura C-27: Voltaje barra 5 caso Base+TCSC .....	156
Figura C-28: Derivada voltaje barra 5 caso Base+TCSC .....	157
Figura C-29: Ángulos de rotor caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC .....	158
Figura C-30: Derivada ángulos de rotor caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC.....	159
Figura C-31: Voltaje barra 5 caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC .....	160
Figura C-32: Derivada voltaje barra 5 caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC.....	161
Figura C-33: Ángulos de rotor caso Base2 .....	162
Figura C-34: Derivada ángulos de rotor caso Base2.....	163
Figura C-35: Voltaje barra 5 caso Base2 .....	164
Figura C-36: Derivada voltaje barra 5 caso Base2.....	165
Figura C-37: Ángulos de rotor caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC .....	166
Figura C-38: Derivada ángulos de rotor caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC.....	167
Figura C-39: Voltaje barra 5 caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC .....	168
Figura C-40: Derivada voltaje barra 5 caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC.....	169
Figura C-41: Frecuencia del sistema caso Base.....	171
Figura C-42: Frecuencia del sistema caso Base+TG .....	171
Figura C-43: Frecuencia del sistema caso Base+SVC.....	172
Figura C-44: Frecuencia del sistema caso Base+PSS.....	172

Figura C-45: Frecuencia del sistema caso Base +TCSC.....	173
Figura C-46: Frecuencia del sistema caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC .....	173
Figura C-47: Frecuencia del sistema caso Base2.....	174
Figura C-48: Frecuencia del sistema caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC .....	174

## RESUMEN

Dado los fenómenos de apagones totales y parciales sucedidos en los últimos años en diversos países desarrollados (Estados Unidos, Reino Unido, Italia, entre otros) y con una frecuencia de ocurrencia nunca antes vista, existe un interés creciente por conocer en profundidad el desempeño dinámico de los sistemas eléctricos de potencia.

La característica dinámica de los sistemas eléctricos tiene variados orígenes además de presentar variados horizontes de tiempo. En esta complejidad los expertos han propuesto índices y pruebas para evaluar el desempeño dinámico de un sistema para las distintas posibilidades de observación de los fenómenos que ocurren en un sistema eléctrico de potencia. Algunos esfuerzos se centran en componer una métrica global para el desempeño dinámico usando varios elementos o índices, con una visión integral del problema.

En este trabajo se propone un método para construir un índice a través de ponderadores basado en elementos constitutivos de AHP (proceso jerárquico analítico) que no se obtienen por simple ajuste de parámetros en forma empírica, sino, por la aplicación de criterios de comparación donde el experto define las dominancias de cada elemento respecto a un objetivo. Los ponderadores obtenidos siguen siendo subjetivos del experto por cuanto reflejan su criterio, la diferencia está en cómo el experto define estos ponderadores y cómo éstos se relacionan entre sí, de una forma cuantitativa.

Finalmente, se obtiene un método capaz de extraer el conocimiento y la experiencia impresas en una métrica, además de hacer legible, para otros actores no expertos en el área, la forma de pensar que el experto propone en la métrica global.

Palabras Claves: estabilidad y desempeño dinámico de sistemas eléctricos de potencia, escalas de medición, proceso jerárquico analítico (AHP), vector propio, valor propio.

## ABSTRACT

Since the phenomena of total and partial blackouts occurred in recent years in various developed countries (U.S., UK, Italy, among others) and with a frequency of occurrence than ever before, there is a growing interest to dig deeper into the dynamic performance of electrical power systems.

The dynamic feature of electrical systems has varied origins and present varied time horizons. In this complexity, experts have proposed indexes and tests to evaluate the dynamic performance of a system for the various possibilities to observe the phenomena that occur in an electric power system. Some efforts are focused to compose a metric to measure the dynamic performance using various elements or indexes, with an integral approach of the problem.

This work proposes a method to construct an index through the weights based on elements of AHP (analytic hierarchy process) that are not obtained by simple tuning of parameters empirically, but, on the implementation of benchmarks where expert defines the dominance of each element with respect to a target. The weights obtained by the expert remain subjective because they reflect the expert point of view, the difference is in how the expert defines these weights and how these relate quantitatively to one another.

Finally, there is a method capable of extracting the knowledge and the experience printed on a metric, in addition to make readable to other non-expert actors in the area, the thinking of the expert proposed in the global metric.

Keywords: stability and dynamic performance of electric power systems, scales of measurement, analytic hierarchy process (AHP), eigenvector, eigenvalue.

# 1 INTRODUCCIÓN

## 1.1 Motivación

Desde los inicios de la operación de los primeros sistemas eléctricos de potencia (SEP), la propiedad de estabilidad de éstos ha sido de vital importancia, entendida como aquella capacidad o atributo que exhiben los SEP para recuperar un estado estable de operación cada vez que ocurre una perturbación, que afecta a la operación, planificación y control de los sistemas de generación transmisión. Cada vez que existe interconexión entre dos o más empresas o áreas generadoras se puede presentar el problema de estabilidad en alguna de sus tres formas típicas, a saber: i) Estabilidad Angular; ii) Estabilidad de Frecuencia; y iii) Estabilidad de Voltaje (Kundur, 1994). La Figura 1-1 ilustra las tres formas típicas junto con la magnitud de la perturbación asociada y el marco temporal de evolución del fenómeno una vez que se manifiesta en un SEP.

Históricamente, el estudio y análisis de los problemas de estabilidad de un SEP se ha abordado en dos fases, a saber, la modelación matemática de los elementos dinámicos y la evaluación del desempeño dinámico ante distintas perturbaciones. Esto, para lograr una mejor planificación y operación del sistema eléctrico en cuestión, tomando decisiones económicamente factibles pero técnicamente robustas, y en muchos casos, ante la presencia de un ente regulador que exige a las empresas cumplir con una determinada Calidad de Servicio Eléctrico (CSE), expresada esta última a través de un conjunto de parámetros técnicos.

Lo que impulsa o motiva este trabajo, es proponer y evaluar un método para construir un índice global o métrica de desempeño dinámico de un SEP, que sea matemáticamente robusto, que principalmente no se base en la definición empírica de ponderadores (asociados a un conjunto de variables que componen la métrica o índice global), sino en la estructuración y declaración de dominancias entre los distintos elementos considerados para la métrica.

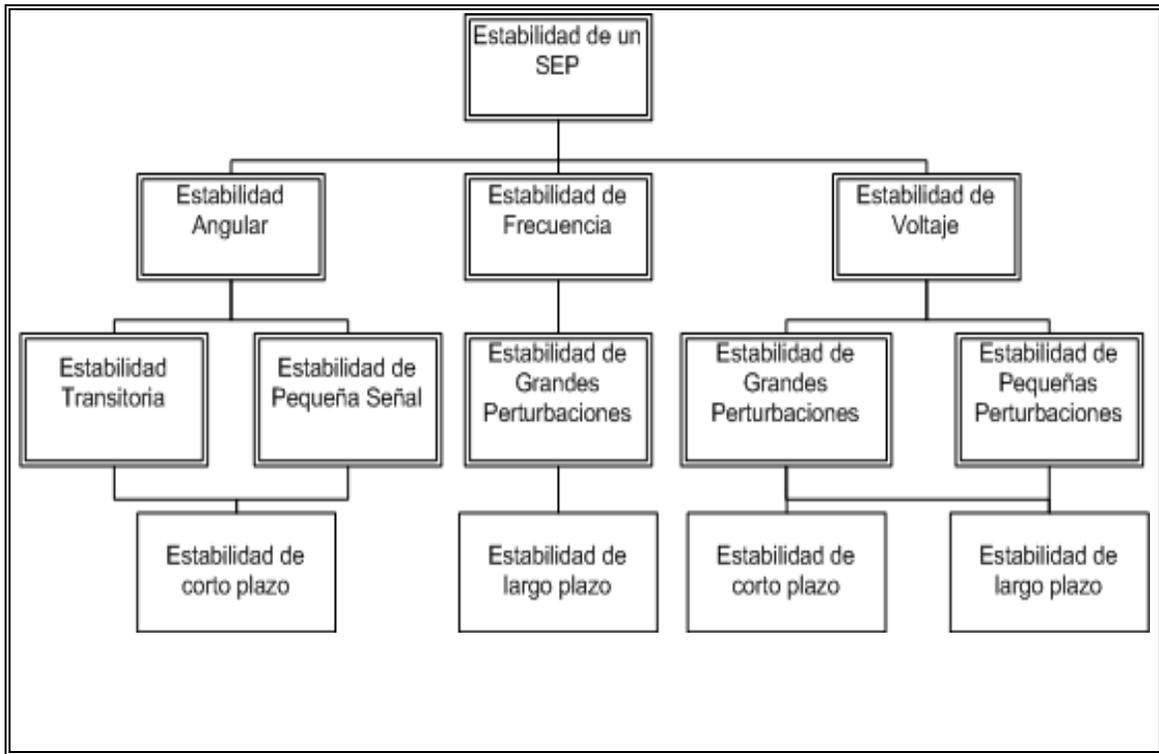


Figura 1-1: Clasificación de los fenómenos de Estabilidad encontrados en un SEP (Fuente: P. Kundur, 1994)

## 1.2 Estado del Arte

Desde el punto de vista tecnológico se aprecia que en los últimos años se han desarrollado avances importantes en los modelos matemáticos que representan a los equipos y nuevos componentes, los cuales se vuelven por una parte cada vez más precisos, y por otra, logrando mejores herramientas para el control dinámico de un SEP, abarcando máquinas síncronas, turbinas, reguladores de velocidad, reguladores de voltaje (Anderson y Fouad, 1994), (IEEE, 1981), (Kundur, 1994), y dispositivos FACTS. Por otra parte, los sistemas eléctricos sufren re-estructuraciones y la industria

sufre cambios que claramente tienen consecuencias en la estabilidad del sistema (Vittal, 2000). En este contexto, la incorporación de equipos de control como los PSS (Power System Stabilizer), los SVC (Static Var Compensator) y otros componentes pertenecientes a la familia de los FACTS (Flexible AC Transmission System) también son descritos (Cañizares, 2000),(Youssef, 1995) y abordados en este trabajo dado que permiten mejorar la respuesta dinámica de los sistemas eléctricos de potencia.

### **1.3 Controladores FACTS**

Un sistema flexible de transmisión de corriente alterna (FACTS), es definido como un sistema basado en electrónica de potencia y otros equipos estáticos que proveen control de uno o más parámetros de un sistema de transmisión de corriente alterna, de modo de mejorar el control e incrementar la capacidad de transferencia de potencia en un SEP (IEEE, 1997).

Los dispositivos FACTS pueden ser de compensación serie, compensación en derivación o shunt, o una mezcla de ambos.

La compensación en serie busca contrarrestar el efecto de inductancia en líneas de transmisión cuando se transporta por ella una gran cantidad de potencia, lo que finalmente hace caer el voltaje en el extremo receptor. Para compensar la situación anterior, una alternativa es conectar en serie un condensador de modo de reducir el efecto de la reactancia inductiva de la línea de transmisión. El caso inverso es cuando la línea transporta muy poca corriente lo que genera un efecto capacitivo en la línea, llamado efecto Ferranti, por lo que el voltaje en el extremo receptor aumenta con

respecto al extremo emisor. Para compensar este caso, sería necesario conectar una inductancia (reactor) en derivación o shunt, en el extremo receptor.

La compensación shunt busca también mejorar el factor de potencia, es decir, la razón entre potencia real y potencia aparente. Si la línea de transmisión tiene una carga inductiva (caso más típico) conectada en su extremo, se puede compensar la caída del factor de potencia con una carga capacitiva. De modo inverso, si la carga es capacitiva (caso menos frecuente), es necesario colocar una carga inductiva para compensar. A continuación se muestran los diagramas fasoriales de cada compensación.

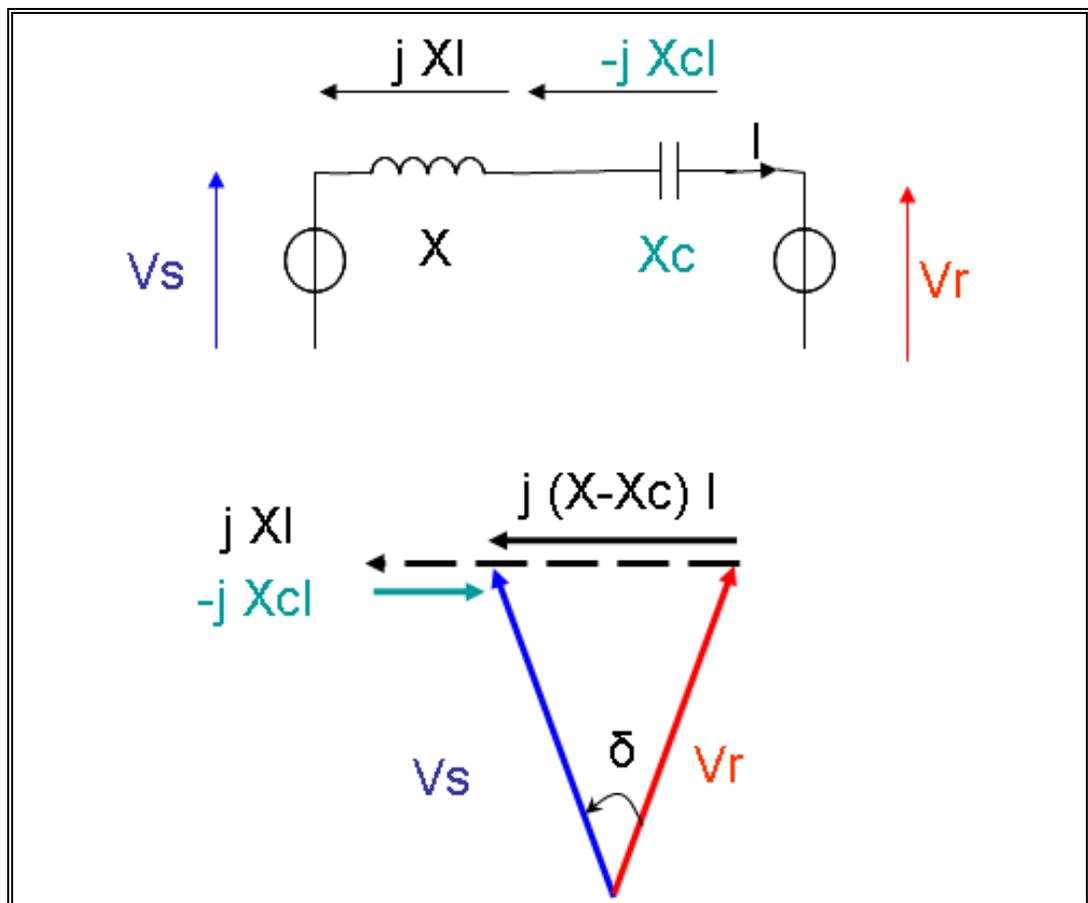


Figura 1-2: Diagrama fasorial de compensación serie

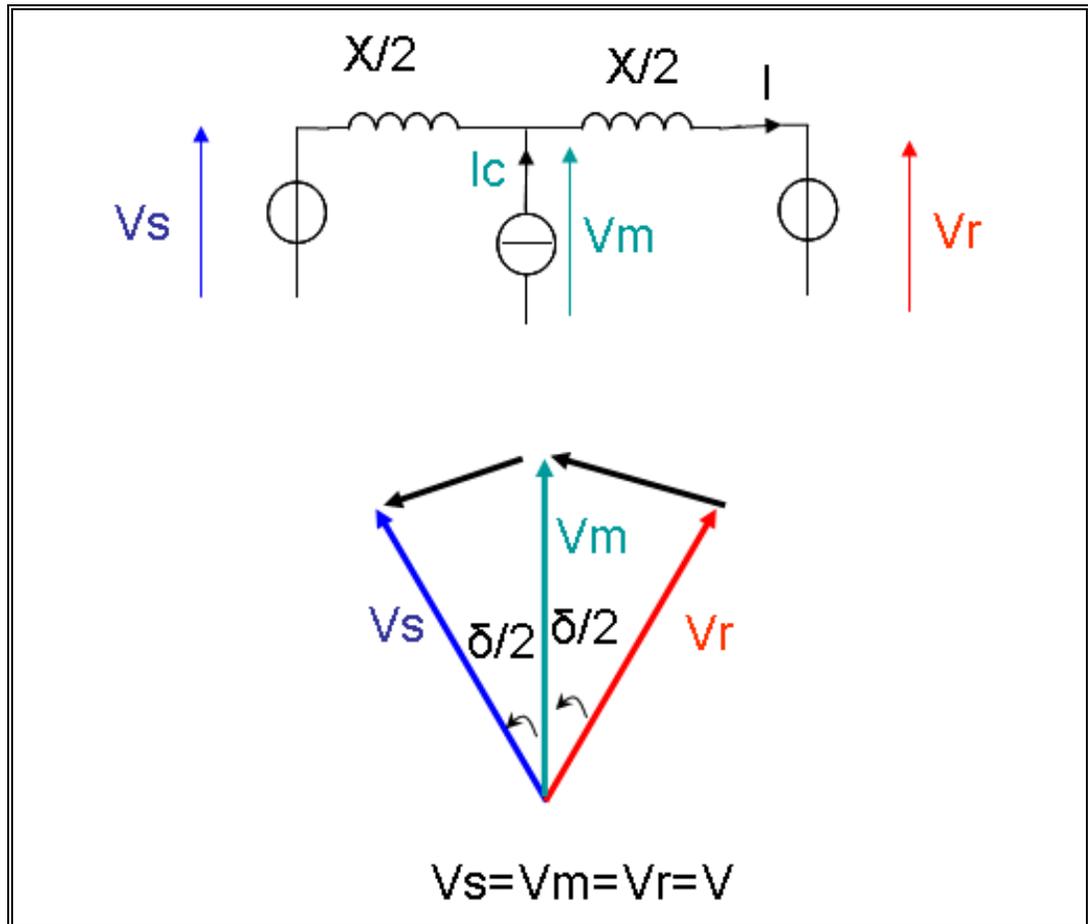


Figura 1-3: Diagrama fasorial de compensación paralelo o shunt

Como ejemplos de FACTS de compensación serie se pueden mencionar:

- Compensador en Serie Síncrono Estático, SSSC.
- Condensador en Serie Controlado por Tiristores, TCSC.
- Reactor en Serie Controlado por Tiristores, TCSR.
- Condensador en Serie Conmutado por Tiristores, TSSC.
- Reactor en Serie Conmutado por Tiristores, TSSR.

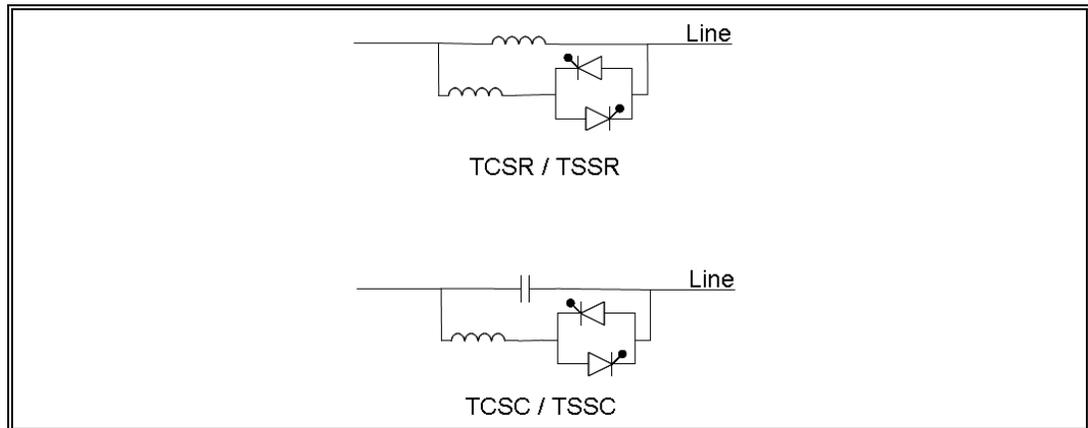


Figura 1-4: Esquemas de FACTS compensadores en serie

Como ejemplos de FACTS de compensación paralelo o shunt se pueden mencionar:

- Compensador Síncrono Estático, STATCOM.
- Compensador Estático de Reactivos, SVC. Dentro de los SVC se puede encontrar:
  - Reactor Controlado por Tiristores, TCR.
  - Reactor Conmutado por Tiristores, TSR.
  - Condensador Conmutado por Tiristores, TSC.
  - Condensador Conmutado Mecánicamente, MSC.

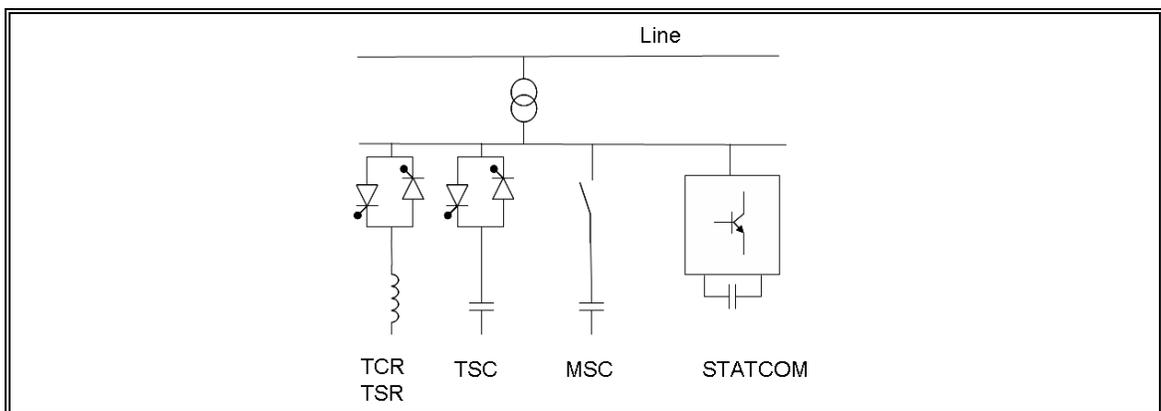


Figura 1-5: Esquemas de FACTS compensación por desviación a tierra

De esta familia de dispositivos se van a rescatar dos para las simulaciones posteriores de este trabajo, debido a su utilización cada vez más frecuente en los SEP, a saber: los TCSC y los SVC. Los SVC se usan tanto para apoyar los sistemas de transmisión (ampliando la capacidad de transferencia de potencia activa de éstos) como para compensar las fluctuaciones de voltajes producidas por consumos con variaciones de carga fluctuantes. Ejemplo de este tipo de consumo son los hornos de arco para fundir metales. En el caso de los TCSC, se ha seleccionado uno en particular, el cual será utilizado para lograr una mayor transferencia de potencia por una línea.

### **1.3.1 Métricas de desempeño**

En el caso de la evaluación del desempeño dinámico de los SEP, existen varios esfuerzos de medir el potencial y el desempeño a través de los distintos aspectos que los caracterizan (CAMMESA, 2001). En el caso de la evaluación del desempeño se puede encontrar en la literatura variados tipos de análisis. El método del margen de carga a través de curvas PV busca determinar el punto de inestabilidad de voltaje (Kundur, 1994). El método de los valores propios del Jacobiano reducido busca determinar que tan cerca del colapso de voltaje están las barras del sistema (Kundur, 1994). El análisis de pequeña señal permite conocer el amortiguamiento y las características de las oscilaciones electromecánicas a través del análisis modal de la representación del estado del sistema (Dorf, 1995).

Además, se pueden categorizar los estados de operación de un sistema eléctrico de potencia según Fink y Carlsen, 1978. También se puede caracterizar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia en tres tipos de horizontes o duración del fenómeno: Estabilidad Transitoria o Angular (Anderson y Fouad, 1994), la de menor duración; Estabilidad de Frecuencia (Hirst y Kirby, 1997; Hirst y Kirby, 1998) por lo general de duración intermedia; y Estabilidad de Voltaje (IEEE, 2001; Kundur, 1994; Vittal, 2000; Hirst y Kirby, 1997), por lo general de larga duración en el rango de 6 a 10 minutos.

Dada la variedad en la naturaleza y horizonte temporal de los distintos aspectos que pueden ser medidos en un sistema eléctrico de potencia, existen esfuerzos que proponen el uso de un índice global, como por ejemplo Ríos et al, 2005. Este índice global busca usar varios de los métodos y análisis existentes para componer una métrica o índice global con una visión integral que refleje el estado de un sistema eléctrico de potencia y su desempeño dinámico. Básicamente, se realizan varios análisis a los cuales se les asigna una escala de puntuación y para cada uno de estos elementos se determina un ponderador de forma empírica que finalmente permite componer en un número el resultado de aplicar la métrica o índice global a un SEP.

Al observar el conjunto de ponderadores propuestos para la composición de la métrica global antes mencionada, surge la pregunta natural del por qué esos números y no otros, o bien, por qué un elemento de la métrica tiene un ponderador mayor o menor que los otros. En efecto, es difícil determinar o justificar los ponderadores (y sus relaciones) propuestos para la métrica.

Es válido entonces buscar una base matemática robusta para obtener los ponderadores asignados a cada elemento. En este trabajo se reutilizará el marco teórico definido en el índice global de respuesta dinámica respecto de los elementos de la métrica (Ríos et al., 2005), pero se tratará de un modo más específico el sentido de la medición como comparación. Esto obliga a investigar el uso de herramientas matemáticas disponibles para desarrollar una métrica robusta que se refleje en un índice. El índice debe reflejar el criterio del experto en la materia de modo de obtener una proyección de la realidad acorde al conocimiento que se pretende expresar con la métrica.

La tentación de usar redes neuronales o índices de ponderación es muy fuerte dada su simplicidad, pero estos métodos necesitan de muchas iteraciones de aprendizaje o de iteraciones de ensayo y error para definir y mejorar los ponderadores de las métricas dinámicas a utilizar. Otra posibilidad sería usar un método estadístico, pero esto obliga a

tener una base de información del sistema eléctrico de potencia en observación, empírica y amplia para poder obtener buenos resultados, es decir, para un mejor resultado mayor debe ser el tamaño de la muestra. Al tener una visión de lo que está pasando matemáticamente, se debe recurrir a herramientas elaboradas teóricamente, pero que siguen siendo simples en la práctica y puedan soportar trazabilidad de las decisiones involucradas en la creación de una métrica.

### **1.3.2 Elementos Constitutivos del Proceso Jerárquico Analítico (AHP)**

Para presentar el método Proceso Jerárquico Analítico (AHP), la pregunta inicial al tratar de construir una métrica compuesta por varios índices es el real significado de medir. La definición incluye palabras como medida, talla, grado, monto y comparación. Se debe recordar que efectivamente las medidas utilizadas siempre tienen un punto de comparación, por tanto, es esta característica la que se pretende utilizar. Se usarán elementos del AHP, un método matemáticamente robusto para apoyar la toma de decisiones. Con estos elementos se pueden obtener ponderadores de los componentes de un índice global respecto a un objetivo, logrando de paso una forma de documentación para la composición de un índice global. Para más detalle del planteamiento matemático del método AHP el lector se puede referir al Anexo B y a la bibliografía.

Los elementos a utilizar del AHP para su aplicación en la definición cuantitativa de los ponderadores asociados a las variables que componen una métrica global, son los siguientes.

#### **1.3.2.1 Estructura Jerárquica**

Muchos problemas pueden ser ordenados jerárquicamente. En lo particular, la composición de un índice global a partir de varios índices, métricas y elementos, deberá admitir un orden jerárquico de los elementos que lo componen. Además, una jerarquía permite ordenar y facilitar la comprensión del problema y de lo que realmente se quiere

medir. En una jerarquía se pueden establecer niveles y nodos, donde cada uno tiene criterios o elementos. Al realizar la construcción *top-down* como árbol, cada vez que ya no hay subniveles se dice que se enfrentan *elementos terminales*. Para efectos de este trabajo, a los *elementos terminales* se llamará sólo *elementos*.

### 1.3.2.2 Comparación a Pares

La comparación a pares es en parte, resultado de la observación empírica por parte de la psicología, en cuanto a que es más fácil para la comprensión humana comparar pocos elementos entre sí. Por definición, el límite cardinal para facilitar una comparación es comparar a pares. A partir de comparaciones a pares es posible construir una matriz que refleje el criterio de un experto frente a la comparación de cada uno de los elementos con respecto a los demás.

Sea  $n$  el número de elementos de un nivel. Sea  $a_{ij}$  los componentes de la matriz de comparación a pares tal que,

$$a_{ij} = \frac{\omega_i}{\omega_j}, \forall i, j \in N = \{1, \dots, n\} \quad (1.1)$$

en que  $a_{ij}$  es la intensidad de comparación de importancias entre los elementos  $i$  y  $j$ , con las dominancias  $\omega_i$  y  $\omega_j$ , respectivamente.

La Tabla 1-1 muestra las intensidades al comparar importancias en palabras (Garuti y Escudey, 2005). Este paso permite comparar a un mismo nivel elementos cuantitativos con elementos cualitativos (Saaty, 1999). Si un elemento  $j$  es más importante que  $i$ , entonces se puede usar el recíproco.

Por definición la comparación del elemento  $i$  con sí mismo es la unidad. Con estos elementos, la matriz de comparación a pares  $A$  tiene la siguiente estructura,

$$A = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ \frac{1}{a_{12}} & 1 & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{1}{a_{1n}} & \frac{1}{a_{2n}} & \cdots & 1 \end{bmatrix} \quad (1.2)$$

Donde los elementos de comparación son sólo la matriz triangular superior, es decir, se deben realizar  $n(n-1)/2$  comparaciones.

Tabla 1-1: Intensidades para comparar importancias

<b>Intensidad</b>	<b>Definición</b>
1	<i>i</i> es igual de importante que <i>j</i>
3	<i>i</i> moderadamente más importante que <i>j</i>
5	<i>i</i> es fuertemente más importante que <i>j</i>
7	<i>i</i> es evidentemente más importante que <i>j</i>
9	<i>i</i> es extremadamente más importante que <i>j</i>
<i>Los valores intermedios permiten comparaciones menos discretas de ser necesario.</i>	

### 1.3.2.3 Consistencia de la Matriz de Comparación a Pares

Se entiende por consistencia de una matriz que matemáticamente se cumpla que,

$$a_{ij} a_{jk} = a_{ik}, \forall (i, j, k). \quad (1.3)$$

Una matriz de comparación a pares de 2x2 siempre es consistente ya que,

$$A_{ij} = \begin{bmatrix} 1 & k \\ 1/k & 1 \end{bmatrix}. \quad (1.4)$$

Pero en el caso de  $n \geq 3$  no siempre se cumple la consistencia. Para poder enfrentar el problema de la inconsistencia se define la siguiente razón de consistencia (C.R.),

$$C.R. \equiv \frac{C.I.}{R.I.}, \quad (1.5)$$

en que C.I. es el índice de consistencia,

$$C.I. \equiv \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1}, \quad (1.6)$$

en que a su vez,  $\lambda_{\max}$  es el máximo valor propio positivo de la matriz de comparación a pares y R.I. es el índice aleatorio de consistencia calculado por el método de Montecarlo cuyos valores se muestran en la Tabla 1-2 y N es la cantidad de elementos a comparar.

Tabla 1-2: Valores del índice aleatorio R.I.

N	1	2	3	4	5	6
R.I.	0	0	0,58	0,90	1,12	1,24

En la práctica, se recomienda exigir un C.R. mínimo de 0.05 para  $n=3$  y 0,1 para  $n \geq 4$ .

#### 1.3.2.4 Vector Propio Principal

Una vez que se tiene la matriz de comparación, es necesario obtener los ponderadores para cada elemento comparado. Para esto se recurre al teorema de Perron-Frobenius,

$$\omega_i [A_{ij}] = \lambda [I_{ij}] \quad (1.7)$$

en que el valor propio principal define el vector propio principal, y los elementos del vector propio principal representan los ponderadores que se utilizarán para componer el índice. Todos los ponderadores obtenidos de esta forma se llamarán *ponderadores locales*.

El vector propio principal utilizado debe estar normalizado para que los elementos que componen el vector sean números entre 0 y 1, de modo que la suma de todos ellos debe ser 1. Esto se extiende a las escalas utilizadas en cada elemento de la métrica, es decir, al aplicar una evaluación de un *elemento terminal*, se debe obtener un número dentro del rango [0,1].

Una vez que se tienen todos los ponderadores locales, se multiplican en correspondencia con la jerarquía, con lo cual se obtienen los *ponderadores globales* para cada uno de los *elementos terminales*. La suma de los ponderadores globales también debe ser 1.

#### **1.4 Hipótesis**

En este trabajo se postula que es posible utilizar elementos constitutivos del AHP (una teoría para el apoyo de toma de decisiones) para reforzar la construcción de un índice global o métrica de un SEP. Estos elementos son la comparación a pares, el uso del vector propio para determinar las dominancias, y el uso de escalas entre 0 y 1. Además, se puede obtener una herramienta que traduzca el criterio de quien hace el índice en términos simples para otros actores que no tienen por qué conocer la complejidad que subyace al índice mismo y a cada uno de sus elementos.

En el caso de la aplicación de la métrica de desempeño dinámico en un sistema eléctrico de potencia, la métrica y su composición pueden dar señales al regulador y los actores que usan la métrica para orientar sobre las acciones técnicas que deben desarrollarse para mejorar el comportamiento dinámico del sistema eléctrico.

#### **1.5 Estructura general de la Tesis**

En el Capítulo 2 se aplicarán los elementos constitutivos de AHP en una métrica existente (Rios et al., 2005). Dicha métrica trata de componer en un índice global, usando ponderadores, la respuesta dinámica de un SEP, tratando de obtener una visión integral del problema de estabilidad dada la complejidad que conlleva. Primero se capturarán los criterios que el experto utilizó al proponer los ponderadores para cada

índice o métrica que componen el índice global. Luego se recalcularán los poderadores para cada elemento de la métrica con los elementos del AHP. También se harán ajustes a la definición de puntaje o escala utilizada originalmente de forma de mantener coherencia matemática. Finalmente, se propondrá un conjunto de rangos para clasificar el estado de operación del sistema como resultado del índice global.

En el Capítulo 3 se detallará brevemente en qué consisten los cuatro tipos de análisis que propone la métrica, además de proponer las escalas a utilizar para asignar los puntajes.

En el Capítulo 4 se describe un sistema para ser evaluado con la métrica propuesta, caracterizándolo con elementos tales como el índice de robustez. Luego se estudiará el efecto de utilizar nuevos elementos de control en el SEP propuesto, tales como el uso de SVC, TCSC, PSS y reguladores de velocidad. Finalmente, se propondrán distintos escenarios para evaluar el SEP, incluyendo además una variación de la demanda (MW) del SEP (e.g. aumento de 20 % sobre la Demanda Base).

En el Capítulo 5 se aplicará la métrica a cada escenario propuesto. Producto del uso de la métrica se propondrán ajustes de las escalas de algunos elementos de la métrica global de forma de observar el beneficio de tener escalas continuas versus las escalas discretas como las propuestas originalmente.

El Capítulo 6 se reserva para realizar las conclusiones y discutir las nuevas aristas de investigación que se abren producto de lo observado en este trabajo.

## **2 APLICACIÓN DE ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DEL AHP**

En este capítulo se usará una métrica previa y se procederá a extraer la visión del experto traducida en sus números ponderadores. Luego se calcularán los ponderadores para cada elemento de la métrica por comparación a pares y uso del vector propio principal, para definir las dominancias relativas de cada elemento o criterio que componen la métrica. Una descripción mayor de cada elemento utilizado para la métrica de desempeño dinámico de un SEP se realizará en el Capítulo 3.

### **2.1 Elementos de la métrica**

En el caso del índice global propuesto por Ríos et al. (2005), se pretende obtener una métrica que permita medir el desempeño dinámico de un sistema eléctrico, utilizando índices que evalúan al sistema en distintos instantes de tiempo y para distintas fallas. En efecto, para el análisis de la Estabilidad Angular se aplica un cortocircuito trifásico a tierra y para el análisis de Estabilidad de Frecuencia se experimenta la salida de la mayor unidad de generación.

En la métrica propuesta por Ríos et al. (2005) se hace uso de los elementos listados a continuación:

1.  $(m_1)$  Análisis de las condiciones pre-falla:
  1.  $(m_{11})$  Análisis Dinámico de Pequeña señal: Valores Propios y Factor de Amortiguamiento de la matriz característica del SEP.
  2.  $(m_{12})$  Rangos de Operación de los Voltajes en Barras en Condiciones de Régimen Permanente.

3. (m<sub>13</sub>) Ángulos de Rotor de los Generadores en Condiciones de Régimen Permanente.
2. (m<sub>2</sub>) Análisis de Estabilidad Angular o Transitoria:
  1. (m<sub>21</sub>) Amplitud Máxima de la Primera Oscilación del Ángulo de Rotor de los Generadores.
  2. (m<sub>22</sub>) Amortiguamiento de Ángulos de Rotor de los Generadores.
  3. (m<sub>23</sub>) Comportamiento Dinámico del Voltaje en la Barra Afectada por el Cortocircuito.
3. (m<sub>3</sub>) Análisis de Estabilidad de Frecuencia:
  1. (m<sub>31</sub>) Frecuencia Mínima de Operación del SEP producida por la perturbación.
  2. (m<sub>32</sub>) Cálculo Índice de Desempeño de la señal de frecuencia ICE.
  3. (m<sub>33</sub>) Error de la Frecuencia después de 40 segundos de producida la falla o perturbación.
4. (m<sub>4</sub>) Análisis de Estabilidad de Voltaje:
  1. (m<sub>41</sub>) Margen de Carga de las Barras de Consumo: Punto de Colapso Determinado por la curva PV.
  2. (m<sub>42</sub>) Análisis Modal: Cálculo del Menor Valor Singular del Jacobiano Reducido del Flujo de Potencia.
  3. (m<sub>43</sub>) Evaluación de la Reserva de Potencia Reactiva de los Generadores.

Para lograr obtener los valores de estos elementos es necesario utilizar tres herramientas distintas:

1. Análisis de Flujo de Potencia (Análisis Estático): Curva PV, Margen de Carga y Análisis Modal (valores singulares).
2. Análisis Dinámico de Pequeña Señal: Valores Propios y Singulares.

3. Análisis Transitorio: Elementos de Estabilidad Transitoria (datos en el tiempo de las simulaciones de un cortocircuito y de la salida de una unidad de generación).

Además, para cada elemento a medir, la métrica utiliza escalas de evaluación con valores discretos de 2, 1 o 0. Por ejemplo, para el Análisis Modal: cálculo del menor valor singular del Jacobiano Reducido del Flujo de Potencia, elemento del análisis de Estabilidad de Voltaje, se postulan los siguientes puntajes:

1. Si el menor valor singular es mayor que 0,1 entonces el puntaje es 2.
2. Si el menor valor singular es mayor o igual que 0,05 y menor a 0,1 entonces el puntaje es 1.
3. Si el menor valor singular es menor que 0,05 entonces el puntaje es 0.

Además, para los elementos de cada análisis, se reparten ponderadores  $\theta_i$  de modo que la suma sea 3 (son 3 elementos en cada análisis); y entre los análisis se reparten ponderadores  $\alpha_j$  cuya suma debe ser 4 (porque los análisis son 4). Se puede observar en esta lógica que el autor trabajó una jerarquía ordenada, cuya concepción numérica se puede corregir para que matemáticamente sea consistente.

Si un sistema obtiene el puntaje más alto, este llega a 24 puntos, dado que en cada escala el puntaje máximo es 2; el peor desempeño de un sistema llega a 0.

El experto también define rangos para la métrica dinámica, de manera de poder clasificar al sistema según los estados definidos por Fink y Carlsen (1978). Estos rangos son:

- normal (100% a 70% inclusive),
- alerta (70% al 50% inclusive) y
- emergencia (menor al 50%).

Los valores de los ponderadores utilizados en la métrica o índice global se pueden observar en la Tabla 2-1.

Tabla 2-1: Ponderadores originales de la métrica

	$\theta_i$	$\alpha_j$	$\omega_{ij}$
<b>m<sub>11</sub></b>	1,10		1,21
<b>m<sub>12</sub></b>	0,90	1,10	0,99
<b>m<sub>13</sub></b>	1,00		1,10
<b>m<sub>21</sub></b>	1,00		0,80
<b>m<sub>22</sub></b>	1	0,8	0,8
<b>m<sub>23</sub></b>	1		0,8
<b>m<sub>31</sub></b>	1,1		1,32
<b>m<sub>32</sub></b>	1,1	1,2	1,32
<b>m<sub>33</sub></b>	0,8		0,96
<b>m<sub>41</sub></b>	1		0,9
<b>m<sub>42</sub></b>	1	0,9	0,9
<b>m<sub>43</sub></b>	1		0,9

Al realizar el proceso inverso al propuesto por el proceso jerárquico analítico, utilizando la fórmula 1.1 y la fórmula 1.2, podemos obtener las matrices de comparación a pares expresadas en la Tabla 2-2, junto con los ponderadores locales (vector propio principal) para su posterior composición. Para esto se supone que los valores que buscamos están en el rango  $[0,1]$ , y que la suma de los factores logrados de una matriz de comparación debe ser 1. Se indican además los factores de error o razón de consistencia (C.R.) para cada sub matriz de la jerarquía, calculada según la fórmula 1.4 del Capítulo 1.

En la práctica se extraen las relaciones de dominancias para cada matriz de comparación entre elementos de un mismo nivel. La jerarquía propuesta solamente tiene dos niveles.

El primer nivel (N1) es el de comparación de los análisis entre sí, es decir, compara el análisis para las condiciones de pre-falla( $m_1$ ), el análisis de Estabilidad Angular( $m_2$ ), el

análisis de Estabilidad de Frecuencia( $m_3$ ) y el análisis de Estabilidad de Voltaje( $m_4$ ). La cardinalidad del nivel N1 es de 4 elementos.

El segundo nivel (N2) compara los elementos de cada tipo de análisis según corresponda. La cardinalidad de cada grupo del nivel N2 es de tres elementos.

Tabla 2-2: Matrices de dominancia y factores locales

				<b>Factores Locales</b>	<b>C.R.</b>
	$m_{11}$	$m_{12}$	$m_{13}$		
$m_{11}$	1,0000	<b>1,2222</b>	<b>1,1000</b>	0,3667	
$m_{12}$	0,8182	1,0000	<b>0,9000</b>	0,3000	8,97E-13
$m_{13}$	0,9091	1,1111	1,0000	0,3333	
	$m_{21}$	$m_{22}$	$m_{23}$		
$m_{21}$	1,0000	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	0,3333	
$m_{22}$	1,0000	1,0000	<b>1,0000</b>	0,3333	0,00E+00
$m_{23}$	1,0000	1,0000	1,0000	0,3333	
	$m_{31}$	$m_{32}$	$m_{33}$		
$m_{31}$	1,0000	<b>1,0000</b>	<b>1,3750</b>	0,3667	
$m_{32}$	1,0000	1,0000	<b>1,3750</b>	0,3667	2,56E-13
$m_{33}$	0,7273	0,7273	1,0000	0,2667	
	$m_{41}$	$m_{42}$	$m_{43}$		
$m_{41}$	1,0000	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	0,3333	
$m_{42}$	1,0000	1,0000	<b>1,0000</b>	0,3333	0,00E+00
$m_{43}$	1,0000	1,0000	1,0000	0,3333	
	$m_1$	$m_2$	$m_3$	$m_4$	
$m_1$	1,0000	<b>1,3750</b>	<b>0,9167</b>	<b>1,2222</b>	0,2750
$m_2$	0,7273	1,0000	<b>0,6667</b>	<b>0,8889</b>	0,2000
$m_3$	1,0909	1,5000	1,0000	<b>1,3333</b>	0,3000
$m_4$	0,8182	1,1250	0,7500	1,0000	0,2250

Los valores de cada vector propio principal, llamados aquí ponderadores locales, servirán para generar, por composición simple, los ponderadores globales para realizar la composición final de la métrica. Los elementos de la métrica han sido referenciados por

sus símbolos  $m_{ij}$  para facilitar el despliegue de las tablas. Se debe observar que la razón de consistencia (C.R) en cada caso es menor al 0,0001%.

## 2.2 Criterios del experto en palabras

A partir de las matrices anteriores se pueden extraer los criterios de comparación que utilizó el experto originalmente para definir los ponderadores de la métrica en cuestión. En efecto, el experto le dio mayor peso al análisis de Estabilidad de Frecuencia y luego al análisis de Estado Pre-falla, puesto que el sistema en el que se aplicó la métrica tenía problemas recurrentes con la regulación de frecuencia.

Dentro del análisis de Estabilidad de Frecuencia,  $m_{31}$  y  $m_{32}$  son más importantes que  $m_{33}$ , y en igual magnitud. En palabras significa que la *Frecuencia Mínima* junto con el *Índice de Desempeño de Frecuencia*, alcanzados por el sistema luego de ser sacada de operación la unidad más grande del despacho, tienen más importancia para el experto que el *Error de Frecuencia* alcanzado al final de la perturbación.

En el caso del análisis de Condición Pre-falla (segundo en la preferencia del experto), el orden de preferencias es  $m_{11}$ ,  $m_{13}$  y  $m_{12}$ , es decir, el experto prefiere la *Razón de Amortiguamiento* y *Valor Propio Crítico*, luego la *Máxima Diferencia de Ángulos de Rotor* y finalmente el *Rango de Voltajes*. Esto último ayuda a reforzar el criterio visible en el análisis de Estabilidad de Frecuencia, ya que si se realiza un despacho con mayor reserva en giro, con menos stress pre-falla, la respuesta del sistema eléctrico de potencia ante caídas de frecuencia puede satisfacer mayores déficits de potencia.

En los otros dos tipos de análisis, los elementos de cada uno de ellos tienen igual importancia dentro de cada tipo.

Conocidos estos criterios con los que el experto construyó la métrica original, se procederá a aplicar los elementos constitutivos del AHP para construir una nueva métrica de desempeño dinámico fundamentada en el nuevo marco de trabajo.

### 2.3 Uso de los nuevos elementos constitutivos

El primer paso para aplicar los elementos constitutivos del AHP es el uso de matrices de comparación a pares. Para esto se usó las siguientes comparaciones basadas en la Tabla 1-1: Intensidades para comparar importancias.

Para el análisis de condición pre-falla:

- $m_{11}$  es moderadamente más importante que  $m_{12}$ ,
- $m_{11}$  es igual o moderadamente más importante que  $m_{13}$  y
- $m_{13}$  es igual o moderadamente más importante que  $m_{12}$ .

Al realizar la matriz de comparación a pares y calcular el vector propio (Tabla 2-3) se observa que el error expresado por la razón de consistencia C.R. es de sólo 0,8849%.

Tabla 2-3: Matriz de comparación del análisis de las condiciones Pre-falla

	$m_{11}$	$m_{12}$	$m_{13}$	$\omega$
$m_{11}$	1,000	3,000	2,000	0,540
$m_{12}$	0,333	1,000	0,500	0,163
$m_{13}$	0,500	2,000	1,000	0,297
	<b>C.R.=</b>			<b>0,8849%</b>

En el *análisis de Estabilidad Angular* no se expresan preferencias por lo que los tres elementos ponderan lo mismo; por lo tanto, C.R. es cero (Tabla 2-4).

Tabla 2-4: Matriz de comparación del análisis de estabilidad angular

	$m_{21}$	$m_{22}$	$m_{23}$	$\omega$
$m_{21}$	1	1	1	<b>0,333</b>
$m_{22}$	1	1	1	<b>0,333</b>
$m_{23}$	1	1	1	<b>0,333</b>
	<b>C.R.=</b>			<b>0%</b>

En el *análisis de Estabilidad de Frecuencia*, el valor de C.R. es cero (Tabla 2-5) con las siguientes comparaciones:

- $m_{31}$  y  $m_{32}$  son moderadamente más importantes que  $m_{33}$ , y
- $m_{32}$  tiene la misma importancia que  $m_{31}$ .

Tabla 2-5: Matriz de comparación del análisis de estabilidad de frecuencia

	$m_{31}$	$m_{32}$	$m_{33}$	$\omega$
$m_{31}$	1	1	3	<b>0,4286</b>
$m_{32}$	1	1	3	<b>0,4286</b>
$m_{33}$	0,333	0,333	1	<b>0,1429</b>
	<b>C.R.=</b>			<b>0%</b>

Para el *análisis de Estabilidad de Voltaje*, al igual que el caso del *análisis de Estabilidad Angular*, todos los elementos tienen igual importancia por lo que sus ponderadores son el caso trivial con consistencia absoluta, por lo que C.R. es cero (Tabla 2-6).

Tabla 2-6: Matriz de comparación del análisis de estabilidad de voltaje

	$m_{41}$	$m_{42}$	$m_{43}$	$\omega$
$m_{41}$	1	1	1	<b>0,333</b>
$m_{42}$	1	1	1	<b>0,333</b>
$m_{43}$	1	1	1	<b>0,333</b>
	<b>C.R.=</b>			<b>0%</b>

En el caso de la comparación entre los distintos análisis las dominancias en palabras son las siguientes:

- $m_1$  es fuertemente más importante que  $m_2$ ,
- $m_1$  es moderadamente más importante que  $m_4$ ,
- $m_3$  está entre ser igual o moderadamente más importante que  $m_1$  y  $m_4$ ,
- $m_3$  está entre ser moderadamente más importante y ser fuertemente más importante que  $m_2$ , y
- $m_4$  está entre ser igual o moderadamente más importante que  $m_2$ .

El valor resultante de C.R. es sólo 4,9706% (Tabla 2-7).

Tabla 2-7: Matriz de comparación entre los análisis

	<b>m1</b>	<b>m2</b>	<b>m3</b>	<b>m4</b>	<b>ω</b>
<b>m1</b>	1	5	0,5	3	<b>0,3438</b>
<b>m2</b>	0,2	1	0,25	0,5	<b>0,0803</b>
<b>m3</b>	2	4	1	2	<b>0,4209</b>
<b>m4</b>	0,333	2	0,5	1	<b>0,1550</b>
	<b>C.R.=</b>				<b>4,9706%</b>

Para obtener los ponderadores globales se debe multiplicar cada ponderador local de los elementos terminales por el ponderador local del tipo de análisis al cual pertenece cada elemento (Tabla 2-8). Esto obliga a que los ponderadores finalmente calculados estén dentro del rango  $[0,1]$  y, además, que la suma de todos ellos sea igual a la unidad.

Por otra parte, originalmente el experto definió una escala de 0, 1 y 2 para evaluar cada elemento terminal de la métrica. Por efectos de que la métrica debe estar definida entre 0 y 1 (Saaty, 1999), se usará una escala de 0,  $\frac{1}{2}$  y 1 en correspondencia lineal con la escala original.

Tabla 2-8: Ponderadores globales para el índice global

Elemento	Ponderador Global
$m_{11}$	0,1855
$m_{12}$	0,0562
$m_{13}$	0,1021
$m_{21}$	0,0268
$m_{22}$	0,0268
$m_{23}$	0,0268
$m_{31}$	0,1804
$m_{32}$	0,1804
$m_{33}$	0,0601
$m_{41}$	0,0517
$m_{42}$	0,0517
$m_{43}$	0,0517

Finalmente, el experto de la métrica original utilizó un criterio aparentemente arbitrario aunque seguramente tienen sentido dada la experiencia de quien observa para definir una clasificación del estado del sistema según los intervalos de 70-100% para estado Normal, 50-70% para estado Alerta y 0-50% para estado de Emergencia. Para estos fines, se propone usar la misma metodología de comparación a pares y cálculo del vector propio, de modo de determinar las dominancias entre estados de operación de un sistema eléctrico de potencia.

En este caso se comparan los estados del sistema según los valores visibles en la Tabla 2-9.

Tabla 2-9: Matriz de comparación de estados de operación del SEP

	Normal	Alerta	Emergencia	
Normal	1	2	7	<b>0,6026</b>
Alerta	0,5	1	4	<b>0,3150</b>
Emergencia	0,143	0,25	1	<b>0,0823</b>
	<b>C.R.=</b>			<b>0,5716%</b>

En palabras, según la Tabla 1-1:

- el estado *Normal* es evidentemente más preferible que el estado de *Emergencia*;
- el estado *Normal* es igual o moderadamente preferible al estado de *Alerta*, y
- el estado de *Alerta* es moderadamente preferible o fuertemente más preferible que el estado de *Emergencia*.

Con los valores del vector propio se pueden definir los intervalos mostrados en la Tabla 2-10 para clasificar el sistema en un estado determinado.

Tabla 2-10: Rangos propuestos para el estado de operación del SEP

<b>Estado</b>	<b>Desde</b>	<b>Hasta</b>
<b>Normal</b>	60,3%	100,0%
<b>Alerta</b>	31,5%	60,3%
<b>Emergencia</b>	8,2%	31,5%
<b>en Extremo</b>	0,0%	8,2%

Estos nuevos rangos para clasificar el estado de operación, junto a la nueva escala  $\{0,1/2,1\}$  y los nuevos ponderadores globales serán utilizados en el capítulo 5 cuando se aplique la nueva métrica propuesta.

### 3 ELEMENTOS DE LA MÉTRICA DE DESEMPEÑO DINÁMICO

En este capítulo se hará una breve descripción de los elementos de la métrica que se quiere aplicar, que incluyen cuatro tipos de análisis: el análisis de la Condición de Pre-falla, análisis de Estabilidad Angular, análisis de Estabilidad de Frecuencia y análisis de Estabilidad de Voltaje (Ríos et al., 2005).

La métrica tiene un conjunto reducido de índices para cada uno de los tipos de análisis antes mencionados, con el fin de caracterizar de manera efectiva y simple los principales aspectos dinámicos del sistema eléctrico de potencia (SEP). La métrica incluye componentes que evalúan la condición de Pre-falla, en que las herramientas principales son el cálculo de flujo de potencia y el análisis de pequeña señal. En el fondo se busca determinar qué tan bueno, desde el punto de vista dinámico, es el parque generador despachado y operativo previo a la falla, ya que nos permitirá tener una expectativa de respuesta dinámica del SEP.

También se analiza la estabilidad angular del sistema frente a un cortocircuito trifásico en alguna barra a determinar. Se incluye además, elementos para estudiar la estabilidad de frecuencia del SEP ante la salida de la unidad de generación más grande despachada.

Finalmente, la métrica considera elementos para evaluar la estabilidad de Voltaje utilizando herramientas estáticas como el cálculo de flujo de potencia, curvas PV y análisis modal (valores singulares).

Para efectos de mantener una correspondencia con la estructura original del índice global, se usará la notación  $m_{ij}$  para referirse a los elementos de la métrica y  $m_i$  para referirse a los tipos de análisis.

### 3.1 Análisis de las condiciones de Pre-falla ( $m_1$ )

#### 3.1.1 Valores propios y Factor de Amortiguamiento ( $m_{11}$ )

Utilizando un análisis de estabilidad de pequeña señal, se calculan los valores propios de la matriz de estado característica del sistema en régimen permanente y los respectivos factores de amortiguamiento de cada valor propio calculado.

Al considerar un SEP definido por un conjunto de ecuaciones diferenciales y algebraicas, de la forma:

$$\begin{aligned} \frac{dx}{dt} &= f(x, y) \\ 0 &= g(x, y) \end{aligned} \quad (3.1)$$

en que “y” es el vector de variables algebraicas y “x” es el vector de variables de estado, se puede linealizar el sistema de ecuaciones como se muestra a continuación,

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{x} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \nabla_x f & \nabla_y f \\ \nabla_x g & \nabla_y g \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix}, \quad (3.2)$$

o, en forma equivalente,

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{x} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_x & F_y \\ G_x & G_y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix}, \quad (3.3)$$

en que  $G_y$  es el gradiente completo de las ecuaciones algebraicas y contiene a la matriz Jacobiana del flujo de potencia. Se define entonces la matriz de estado  $A_S$  eliminando las variables algebraicas de la siguiente forma, suponiendo que  $G_y$  es no singular,

$$A_S = F_x - F_y G_y^{-1} G_x, \quad (3.4)$$

en que el sistema eléctrico es estable si todos los valores propios de  $A_S$  tienen parte real negativa, es decir, están en el semi plano izquierdo del plano complejo S.

Además, en este trabajo se exigirá que el factor de amortiguamiento de cada valor propio debe ser mayor al 5% para definirse como estable (CAMMESA, 2001). Para el cálculo del amortiguamiento de un valor propio,  $\lambda = \sigma + j\omega$ , se usa la siguiente fórmula:

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (3.5)$$

La escala de evaluación propuesta es la siguiente (Tabla 3-1).

Tabla 3-1: Escala de evaluación utilizada elemento  $m_{11}$

<i>Puntaje de Evaluación</i>		
<b>1</b>	$\frac{1}{2}$	<b>0</b>
El factor crítico de amortiguamiento más pequeño es mayor o igual al 10%	El factor crítico de amortiguamiento más pequeño es mayor o igual al 5% y menor al 10%	El factor crítico de amortiguamiento más pequeño es menor al 5%

### 3.1.2 Magnitud de Voltaje en Régimen Permanente ( $m_{12}$ )

En la evaluación de la magnitud de voltaje se debe verificar, con el flujo de potencia, que los voltajes de operación en régimen permanente de las barras están dentro del rango admisible de operación. Se verificará que el rango de operación esté en el intervalo de 0,94 a 1,06 (pu) en todas las barras de Media Tensión (CNE, 2008). La escala de evaluación es la siguiente (Tabla 3-2).

Tabla 3-2: Escala de evaluación utilizada elemento  $m_{12}$

<i>Puntaje de Evaluación</i>		
<b>1</b>	$\frac{1}{2}$	<b>0</b>
El voltaje de las barras está dentro del rango (0,94;1.06)(pu) con una dispersión no mayor a 0,08 (pu)	El voltaje de las barras está dentro del rango (0,94;1.06) (pu) con una dispersión no mayor a 0,1 (pu)	El voltaje de las barras no está dentro del rango (0,94;1.06)(pu) o tienen una dispersión mayor a 0,1(pu)

### 3.1.3 Ángulos de Rotor de Generadores en Régimen Permanente ( $m_{13}$ )

Al igual que con los voltajes, es necesario conocer el estado inicial de los ángulos de rotor de los generadores. Se debe procurar que la diferencia entre los ángulos de rotor y el promedio de los ángulos, o un ángulo de rotor en el centro de carga, sea la menor posible (CAMMESA, 2001), (CNE, 2008). La escala de evaluación es la siguiente (Tabla 3-3).

Tabla 3-3: Escala de evaluación utilizada elemento  $m_{13}$

<i>Puntaje de Evaluación</i>		
<b>1</b>	$\frac{1}{2}$	<b>0</b>
La mayor diferencia angular entre un generador y el promedio de todos los ángulos es menor o igual a $30^\circ$	La mayor diferencia angular entre un generador y el promedio de todos los ángulos es menor a $60^\circ$ y mayor a $30^\circ$	La mayor diferencia angular entre un generador y el promedio de todos los ángulos es mayor a $60^\circ$

### 3.2 Análisis de Estabilidad Angular ( $m_2$ )

Para analizar la respuesta dinámica del sistema respecto a la estabilidad angular, se realiza la aplicación de un cortocircuito trifásico a tierra y se evalúa la amplitud de la primera oscilación y el amortiguamiento de esta señal. Lo mismo se realiza con la señal de voltaje en la barra cortocircuitada. La barra para el cortocircuito puede ser escogida por su índice de robustez, o por consumo, o por su importancia para el sistema en estudio. El tiempo de observación debe ser de 20 segundos.

### 3.2.1 Amplitud de la Primera Oscilación del Ángulo Rotor ( $m_{21}$ )

La amplitud máxima del ángulo de rotor de todos los generadores en la primera oscilación posterior al cortocircuito permite observar la capacidad del sistema para estabilizar el movimiento angular de los rotores, para evitar entrar en pérdida de sincronismo y, por lo tanto, no entrar en colapso. La amplitud de los ángulos puede ser referida al promedio de los ángulos o a un ángulo de rotor en el centro de carga del sistema (CAMMESA, 2001). Mientras más grande es el ángulo medido, menor es el desempeño dinámico del sistema. La escala utilizada es la siguiente (Tabla 3-4).

Tabla 3-4: Escala de evaluación utilizada elemento  $m_{21}$

<i>Puntaje de Evaluación</i>		
<b>1</b>	$\frac{1}{2}$	<b>0</b>
El ángulo de todos los generadores tiene amplitud máxima en la primera oscilación menor a $60^\circ$	El ángulo de todos los generadores tiene amplitud máxima en la primera oscilación menor a $120^\circ$ y mayor a $60^\circ$	El ángulo de todos los generadores tiene amplitud máxima en la primera oscilación mayor a $120^\circ$

### 3.2.2 Amortiguamiento de los Ángulos de Rotor ( $m_{22}$ )

Además de conocer la amplitud máxima de los ángulos de rotor, es necesario saber cuánto se amortiguan las oscilaciones de los ángulos de rotor. Si las derivadas de todos los ángulos de rotor están dentro de cierto rango antes de ocurridos 15 segundos después de la falla, se considera que el sistema tiene una respuesta aceptable. Este valor surge de la observación empírica del sistema, dado distintos escenarios de operación. La escala utilizada es la siguiente (Tabla 3-5).

Tabla 3-5: Escala de evaluación utilizada elemento  $m_{22}$ 

<i>Puntaje de Evaluación</i>		
<b>1</b>	$\frac{1}{2}$	<b>0</b>
La variación de los ángulos en los primeros 5 segundos posterior a la falla está dentro del rango [-0.3,0.3]	La variación de los ángulos en los primeros 15 segundos posterior a la falla está dentro del rango [-0.3,0.3]	La variación de los ángulos en los primeros 15 segundos posterior a la falla no está dentro del rango [-0.3,0.3]

### 3.2.3 Respuesta de Voltaje en Barra Cortocircuitada ( $m_{23}$ )

Una vez despejado el cortocircuito, se observa el voltaje mínimo y máximo en la barra cortocircuitada. Además, se debe observar el amortiguamiento de la oscilación de voltaje de la barra en cuestión. Un mejor desempeño se correlaciona a magnitudes de voltaje posterior a la falla dentro de rangos de operación admisibles y oscilaciones menos extensas en el tiempo (CAMMESA, 2001), (CNE, 2008). La escala utilizada es la siguiente (Tabla 3-6).

Tabla 3-6: Escala de evaluación utilizada elemento  $m_{23}$ 

<i>Puntaje de Evaluación</i>		
<b>1</b>	$\frac{1}{2}$	<b>0</b>
Las oscilaciones posterior a la falla están dentro del rango [0.9,1.1](pu) y la variación del voltaje entra en el rango [-0.1,0.1] en 4 segundos posterior a la falla	Las oscilaciones posterior a la falla están dentro del rango [0.7,1.2](pu) y la variación del voltaje entra en el rango [-0.1,0.1] en 10 segundos posterior a la falla	Las oscilaciones posterior a la falla están fuera del rango [0.7,1.2](pu) o la variación del voltaje no entra en el rango [-0.1,0.1] en 10 segundos posterior a la falla

### 3.3 Análisis de Estabilidad de Frecuencia ( $m_3$ )

Para la estabilidad de frecuencia, la perturbación estudiada corresponde a la salida de la mayor unidad de generación despachada, de modo de observar cómo el resto del sistema

logra estabilizar la potencia generada con la potencia consumida y las pérdidas. El período de observación se realiza durante 40 segundos posteriores a la falla. La idea detrás de este análisis es evitar situaciones en que el sistema active relés de baja frecuencia (RBF), desprendiendo carga o sacando más unidades por protección ante vibraciones (debido a la mayor excursión de frecuencia), como sucede en las unidades térmicas.

### 3.3.1 Frecuencia Mínima del Sistema ( $m_{31}$ )

La frecuencia mínima del sistema, alcanzada posteriormente a la falla simulada, debe considerar no sólo la magnitud de la frecuencia mínima, sino también el tiempo que el sistema opera en esta frecuencia mínima. Se utilizó como referencia la tabla con los límites de operación para la generación del artículo 3-8 de la *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio* en proceso de revisión (CNE, 2008). La escala propuesta es la mostrada en la Tabla 3-7. Se indican los valores porcentuales para poder aplicar este criterio posteriormente sobre sistemas con base 60 Hz.

Tabla 3-7: Escala de evaluación utilizada elemento  $m_{31}$

<i>Puntaje de Evaluación</i>		
1	½	0
La Frecuencia Mínima alcanzada es mayor o igual al 98% de la frecuencia nominal	La Frecuencia Mínima alcanzada es mayor o igual al 96% y menor al 98% de la frecuencia nominal	La Frecuencia Mínima alcanzada es menor al 96% de la frecuencia nominal

### 3.3.2 Índice de Desempeño del Error de Frecuencia ( $m_{32}$ )

Esta es una medida cuantitativa de la respuesta de frecuencia. Se utiliza la integral del cuadrado del error (ICE),

$$ICE = \int_0^T (f(t) - f_0)^2 dt. \quad (3.6)$$

en que T es igual a 40 segundos para nuestra simulación y  $f_0$  es la frecuencia nominal del SEP analizado. Un valor menor de la integral admite un mejor desempeño ante la salida de la unidad de generación. La escala utilizada es la siguiente (Tabla 3-8); se ha propuesto considerando un error de frecuencia del 2% de la frecuencia nominal durante T=40 segundos (ICE=57.6).

Tabla 3-8: Escala de evaluación utilizada elemento  $m_{32}$

<i>Puntaje de Evaluación</i>		
1	½	0
El índice de desempeño es menor a 28,8	El índice de desempeño es menor a 57,6 y mayor a 28,8	El índice de desempeño es mayor a 57,6

### 3.3.3 Error Final de la Frecuencia ( $m_{33}$ )

Este índice busca determinar la respuesta de la regulación primaria de frecuencia. A un menor error, mejor respuesta dinámica de la regulación primaria de frecuencia (CNE, 2008). El error es aceptable si no supera el 2% respecto a la frecuencia nominal de operación. La escala utilizada es la siguiente (Tabla 3-9).

Tabla 3-9: Escala de evaluación utilizada elemento  $m_{33}$

<i>Puntaje de Evaluación</i>		
1	½	0
El error final de frecuencia es menor o igual al 1% de la frecuencia nominal	El error final de frecuencia es mayor al 1% y menor o igual al 2% de la frecuencia nominal	El error final de frecuencia es mayor al 2% de la frecuencia nominal

### 3.4 Análisis de Estabilidad de Voltaje (m<sub>4</sub>)

Los fenómenos de estabilidad de voltaje son comúnmente llamados “de largo aliento” ya que son asociados a una dinámica lenta, por lo que es conveniente que el estudio se apoye en el uso de herramientas estáticas, como se describe a continuación.

#### 3.4.1 Margen de carga (m<sub>41</sub>)

Usando curvas PV se determinan los márgenes de carga para cada una de las barras de los 5 consumos principales. Para construir las curvas PV, se usará el análisis o método de continuación de flujo de potencia. Para esto se reformulan las ecuaciones de flujo de potencia,

$$F(\theta, V) = \lambda \cdot K, \quad (3.7)$$

en que  $\lambda$  es el parámetro de carga,  $\theta$  es el vector de ángulos de voltaje de las barras,  $V$  es el vector de magnitudes de voltaje de las barras y  $K$  es un vector que representa el porcentaje de cambio de carga para cada barra. Se busca resolver las ecuaciones no lineales del sistema especificando valores de  $\lambda$ , en que  $\lambda=0$  es la demanda base inicial. Para esto, el sistema se reescribe de la forma,

$$F(\theta, V, \lambda) = 0, \quad (3.8)$$

para poder utilizar un predictor usando una aproximación lineal para estimar la próxima solución ante el cambio de una de las variables de estado (i.e.,  $\theta$ ,  $V$ ,  $\lambda$ ). Derivando ambos lados de la ecuación se obtiene,

$$F_{\theta}d\theta + F_V dV + F_{\lambda}d\lambda = 0, \quad (3.9)$$

o bien,

$$[F_{\theta} \quad F_V \quad F_{\lambda}] \cdot \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = 0, \quad (3.10)$$

donde la inclusión de  $\lambda$  agrega una variable desconocida a las ecuaciones de flujo de potencia y permite iniciar un paso de predicción. Las ecuaciones se pueden satisfacer definiendo uno de los componentes del vector tangente en +1 o -1. Este componente es el referido como *parámetro de continuación*. Ahora las ecuaciones se pueden expresar como,

$$\begin{bmatrix} F_\theta & F_V & F_\lambda \\ e_k \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix}, \quad (3.11)$$

en que  $e_k$  es un vector fila, con todos los elementos igual a cero, excepto el k-ésimo elemento, que es igual a 1 y que corresponde al parámetro de continuación. Inicialmente el parámetro de continuación escogido es el parámetro de carga  $\lambda$  con un componente del vector tangente igual a +1. Una vez definido el vector tangente, la predicción de la próxima solución está dada por,

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta_0 \\ V_0 \\ \lambda_0 \end{bmatrix} + \sigma \cdot \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix}. \quad (3.12)$$

La notación “0” indica los valores de las variables de estado al comienzo del paso de predicción, y “ $\sigma$ ” indica el tamaño del paso escogido para solucionar el flujo de potencia con el parámetro de continuación escogido. Si no se encuentra solución para un determinado “ $\sigma$ ”, se procede a reducir su valor hasta encontrar solución factible al flujo de potencia.

Luego del paso de predicción, es necesario realizar el paso de corrección. Para esto el sistema de ecuaciones es aumentado por una ecuación que especifica la variable de estado seleccionada como parámetro de continuación,

$$\begin{bmatrix} F(\theta, V, \lambda) \\ X_k - \eta \end{bmatrix} = [0], \quad (3.13)$$

en que  $X_k$  es la variable de estado seleccionada como parámetro de continuación y  $\eta$  es igual al valor predicho de  $X_k$ . Este conjunto de ecuaciones, al incluir una ecuación más

al sistema, permite resolver el flujo de potencia incluso donde originalmente el sistema de ecuaciones se hace singular.

Una vez calculadas las curvas PV para las barras del SEP en estudio, el  $\lambda_{\max}$  que arroja este proceso determina la punta de la curva, es decir, permite calcular el margen de carga que la barra puede soportar desde la demanda base hasta llegar al punto crítico, es decir, cuando  $(dV/dP)=0$ .

El menor margen de carga establece la proximidad a la inestabilidad de voltaje del sistema eléctrico de potencia en estudio (IEEE, 2001). La escala propuesta es la siguiente (Tabla 3-10).

Tabla 3-10: Escala de evaluación utilizada elemento  $m_{41}$

<i>Puntaje de Evaluación</i>		
1	½	0
El mínimo Margen de Carga, de las 5 barras principales de consumo, es mayor al 100% de la demanda respectiva de la barra	El mínimo Margen de Carga, de las 5 barras principales de consumo, es menor al 100% y mayor o igual al 50% de la demanda respectiva de la barra	El mínimo Margen de Carga, de las 5 barras principales de consumo, es menor al 50% de la demanda respectiva de la barra

### 3.4.2 Análisis modal del Jacobiano ( $m_{42}$ )

Las ecuaciones que representan las restricciones del sistema se pueden expresar en forma linealizada como,

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix}, \quad (3.14)$$

en que:

- $\Delta P$  es el cambio incremental en la potencia activa de la barra,

- $\Delta Q$  es el cambio incremental en la potencia reactiva de la barra,
- $\Delta\theta$  es el cambio incremental en el ángulo del voltaje en la barra y
- $\Delta V$  es el cambio incremental en la magnitud de voltaje de la barra.

La matriz que relaciona los cambios de potencia activa y reactiva con los cambios de magnitud y ángulo de voltaje se denomina matriz Jacobiana. Cuando  $dP/dV=0$  y  $dQ/dV=0$  la matriz Jacobiana se hace singular (Kundur, 2004). Considerando  $\Delta P=0$  se puede simplificar la relación que establece el Jacobiano, considerando sólo la mayor dependencia del voltaje en las barras respecto de la potencia reactiva,

$$\Delta Q = J_R \Delta V, \quad (3.15)$$

en que  $J_R$  se define como el Jacobiano reducido,

$$J_R = \left[ J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV} \right]. \quad (3.16)$$

El menor valor singular del Jacobiano reducido determina una medida analítica de la cercanía al colapso de voltaje del sistema eléctrico de potencia en estudio (Kundur, 1994). El valor mínimo para los valores singulares del Jacobiano reducido son tomados de la métrica original (Ríos et al., 2005), donde se utilizó valores de ejemplos disponibles en la literatura (Kundur, 2004). La escala propuesta es la siguiente (Tabla 3-11).

Tabla 3-11: Escala de evaluación utilizada elemento  $m_{42}$

<i>Puntaje de Evaluación</i>		
1	$\frac{1}{2}$	0
El menor valor singular del sistema es mayor o igual a 0,1	El menor valor singular del sistema es mayor o igual a 0,05 y menor a 0,1	El menor valor singular del sistema es menor a 0,05

### 3.4.3 Menor reserva de potencia reactiva (m<sub>43</sub>)

Gran parte del apoyo a los perfiles de voltaje se basa en la cantidad de potencia reactiva disponible en el sistema de modo que el sistema pueda responder en forma flexible a los cambios abruptos de la demanda. La reserva de potencia reactiva obtenida a través de generadores síncronos u otros dispositivos de la familia FACTS (e.g. SVC, etc), es de carácter local, es decir, tiene un área de influencia física que se limita al entorno (barras cercanas o barras a una distancia eléctrica cercana) de la barra donde se inyecta la potencia reactiva. Cada unidad de generación posee un diagrama PQ con lo cual se puede calcular la magnitud de la reserva reactiva de la unidad en cuestión, es decir, cuánta reserva de potencia reactiva dinámica disponible tiene el generador. Para calcular la reserva reactiva dinámica del generador es necesario determinar la potencia reactiva máxima ( $Q_{MAXPA}$ ) que el generador puede producir dada la potencia activa  $P_A$  que dicho generador esté produciendo. Si el valor de  $P_A$  es menor que  $P_R$  (potencia donde se intersectan los límites de la corriente de campo y armadura), el límite de la potencia reactiva está determinado por la corriente de campo, por lo que la ecuación para  $Q_{MAXPA}$  está dada por:

$$Q_{MAXPA} = \sqrt{P_R^2 + (Q_0 + C_2)^2} - P_A - C_2. \quad (3.17)$$

$Q_0$  es la potencia reactiva correspondiente a  $P_R$  y  $C_2$  es el centro de la circunferencia definida por la corriente de campo. El valor de  $C_2$  se calcula de la ecuación de la curva límite de la corriente de campo:

$$P^2 + (Q + C_2)^2 = P_R^2 + (Q_0 + C_2)^2. \quad (3.18)$$

Evaluando la ecuación (3.18) en el punto  $(P,Q)=(0,Q_{MAX})$  se obtiene la siguiente expresión para  $C_2$ :

$$C_2 = \frac{P_R^2 + Q_0^2 - Q_{MAX}^2}{2 \cdot (Q_{MAX} - Q_0)}. \quad (3.19)$$

En caso de que  $P_A$  sea mayor que  $P_R$ , la curva límite de corriente de armadura ahora limita la generación de potencia reactiva, por lo que la ecuación (3.17) se reemplaza por:

$$Q_{MAXPA} = \sqrt{P_{MAX}^2 - P_A^2} \quad (3.20)$$

La reserva reactiva de generación está determinada por la diferencia entre  $Q_{MAXPA}$  y  $Q_{BASE}$  (estado normal de operación, determinado por el resultado del flujo de potencia). La reserva reactiva de absorción está definida como la diferencia entre  $Q_{MIN}$  (potencia reactiva mínima definida para la unidad generadora) y  $Q_{BASE}$ . En términos porcentuales la reserva reactiva dinámica se define como:

$$Reserva \ Q_{generación} (\%) = \frac{Q_{MAXPA} - Q_{BASE}}{Q_{MAXPA}} \quad (3.21)$$

$$Reserva \ Q_{absorción} (\%) = \frac{Q_{MIN} - Q_{BASE}}{Q_{MIN}} \quad (3.22)$$

Finalmente, la reserva de potencia reactiva dinámica (ResQ) se define como el mínimo entre los resultados de las ecuaciones (3.21) y (3.22):

$$ResQ = \min(Reserva \ Q_{generación}, Reserva \ Q_{absorción}) \quad (3.23)$$

Una menor reserva reactiva dinámica disponible en un generador, implica tener un menor margen disponible para que se pueda apoyar la variación de voltaje en la barra de generación y las barras eléctricamente cercanas. La escala utilizada es la siguiente (Tabla 3-12).

Tabla 3-12: Escala de evaluación utilizada elemento  $m_{43}$

<i>Puntaje de Evaluación</i>		
1	½	0
Todos los generadores con reserva reactiva mayor o igual al 50% de sus límites	Todos los generadores con reserva reactiva mayor al 10% y menor al 50% de sus límites	Todos los generadores con reserva reactiva menor al 10% de sus límites

Los elementos descritos en este capítulo serán usados en el Capítulo 5 cuando se aplique la métrica de desempeño dinámico obtenida con los elementos constitutivos del AHP en el Capítulo 2.

## **4 DEFINICIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN ESTUDIO**

En esta sección se propondrá un SEP para aplicar los elementos de la métrica de desempeño dinámico mostrada en el capítulo anterior, junto a los nuevos ponderadores para componer aditivamente el valor final de la métrica, calculados en el capítulo 2. Además, se buscará que el sistema incluya el uso de elementos FACTS para estudiar su desempeño dinámico desde el enfoque de la nueva métrica.

Para poder caracterizar el sistema, se evaluará estáticamente el SEP, utilizando el índice de consumo, índice de robustez y el criterio de seguridad N-1. Luego se estudiará el efecto de utilizar nuevos elementos de control (FACTS, regulador de velocidad y PSS) en el SEP propuesto, de forma de observar su efecto sobre el desempeño dinámico. Una vez realizado todo esto, se procederá a definir distintos escenarios para utilizar la métrica de desempeño dinámico (descrita en el capítulo anterior) en el próximo capítulo.

Para todas las simulaciones se utilizó el software PSAT versión 2.0.1 desarrollado por Federico Milano (Milano, 2008).

### **4.1 Sistema de pruebas**

Se propone la utilización de un sistema IEEE de 14 barras (Figura 4-1) usado en el reporte técnico de Kodsi y Cañizares (2003). Básicamente es un SEP de uso académico que consta de un gran centro de generación en su barras 1 (615 MVA) y un generador de apoyo en la barra 2 (60 MVA). Además existen otras tres máquinas síncronas operando como compensador síncrono y conectados a las barras 3, 6 y 8. Los datos de las máquinas se detallan en la Tabla 4-1. Para efectos de este trabajo:

- el generador conectado a la barra 1 será llamado generador 1 (G1),
- el generador conectado a la barra 2 será llamado generador 2 (G2),
- el compensador síncrono conectado a la barra 3 será llamado compensador 3 (G3),
- el compensador síncrono conectado a la barra 8 será llamado compensador 4 (G4),
- el compensador síncrono conectado a la barra 6 será llamado compensador 5 (G5).

El sistema opera a 60 Hz, y para todas las simulaciones se usa una potencia base de 100 MVA.

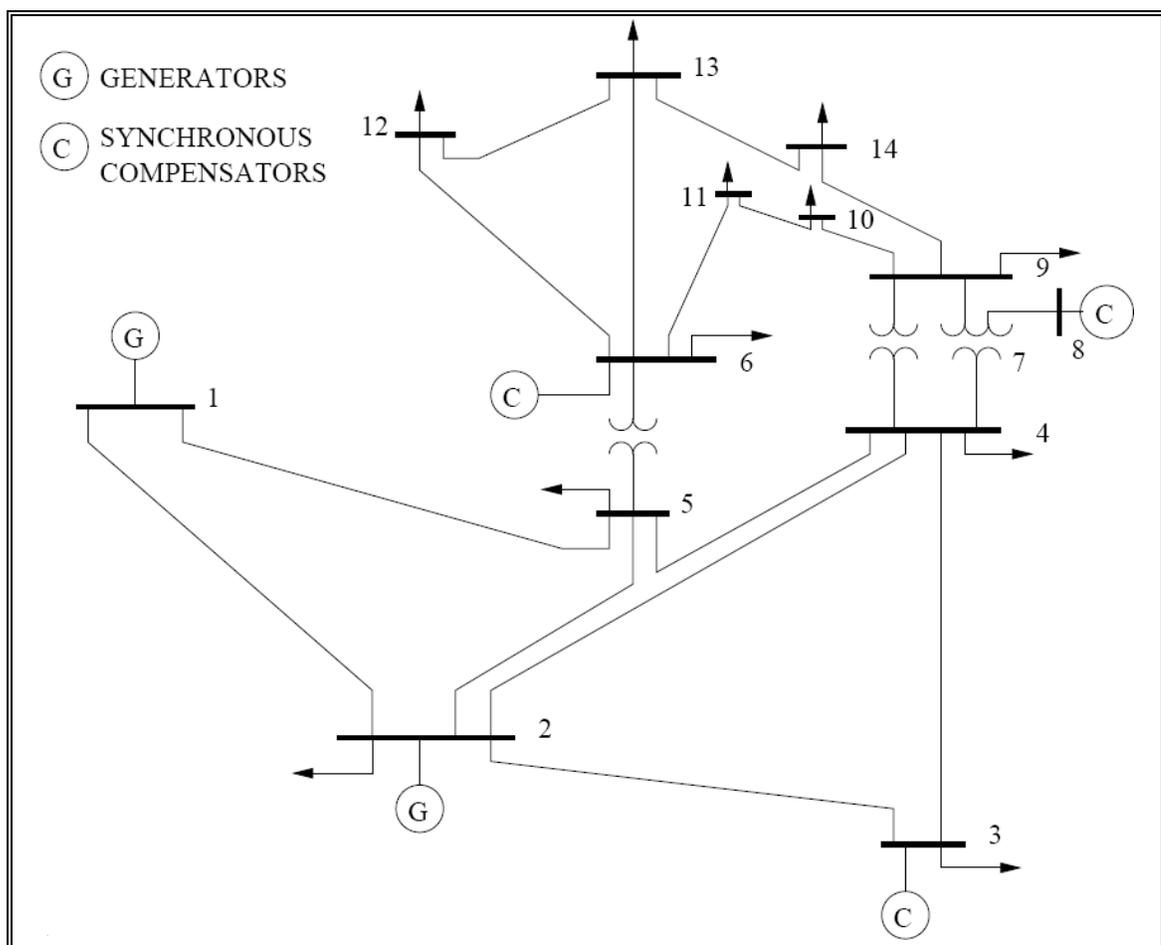


Figura 4-1: Esquema unilineal del SEP IEEE de 14 barras

Tabla 4-1: Datos de los generadores

Barra de Generación		1	2	3	6	8
MVA		615	60	60	25	25
Xl	(p.u.)	0,2396	0	0	0,134	0,134
Ra	(p.u.)	0	0,0031	0,0031	0,0014	0,0041
Xd	(p.u.)	0,8979	1,05	1,05	1,25	1,25
x'd	(p.u.)	0,2995	0,185	0,185	0,232	0,232
x''d	(p.u.)	0,23	0,13	0,13	0,12	0,12
T'do		7,4	6,1	6,1	4,75	4,75
T''do		0,03	0,04	0,04	0,06	0,06
Xq	(p.u.)	0,646	0,98	0,98	1,22	1,22
x'q	(p.u.)	0,646	0,36	0,36	0,715	0,715
x''q	(p.u.)	0,4	0,13	0,13	0,12	0,12
T'qo		0	0,3	0,3	1,5	1,5
T''qo		0,033	0,099	0,099	0,21	0,21
H		5,148	6,54	6,54	5,06	5,06
D		2	2	2	2	2

El estado inicial del sistema, incluyendo perfil de voltajes y consumos se define en la Tabla 4-2.

Tabla 4-2: Datos para el flujo de carga del sistema IEEE-14 barras

Barra	V [p.u.]	Fase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P consumo [p.u.]	Q consumo [p.u.]
Barra 01	1,059	0	1,8056	0,17583	0	0
Barra 02	1,035	-0,06278	0,4	0,18143	0,217	0,127
Barra 03	1,02	-0,15241	0	0,24679	0,471	0,095
Barra 04	0,99731	-0,1422	0	0	0,478	0,04
Barra 05	1,0021	-0,12229	0	0	0,076	0,016
Barra 06	1,03	-0,23579	0	0,15427	0,112	0,075
Barra 07	1,007	-0,20404	0	0	0	0
Barra 08	1,02	-0,20404	0	0,07555	0	0
Barra 09	0,99386	-0,23595	0	0	0,295	0,166
Barra 10	0,99245	-0,24127	0	0	0,09	0,058
Barra 11	1,0074	-0,24074	0	0	0,035	0,018
Barra 12	1,0129	-0,2513	0	0	0,061	0,016
Barra 13	1,0065	-0,25153	0	0	0,135	0,058
Barra 14	0,98035	-0,26215	0	0	0,149	0,05

Los datos de los sistemas de excitación de las unidades de generación son los mostrados por la Tabla 4-3.

El detalle de las líneas de transmisión se puede observar en la Tabla 4-4.

Tabla 4-3: Datos de los reguladores de voltaje por generador

Excitador	1	2	3	6	8
KA	200	20	20	20	20
TA	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
TB	0	0	0	0	0
Tc	0	0	0	0	0
VRmax	7,32	4,38	4,38	6,81	6,81
VRmin	0	0	0	1,395	1,395
KE	1	1	1	1	1
TE	0,19	1,98	1,98	0,7	0,7
KF	0,0012	0,001	0,001	0,001	0,001
TF	1	1	1	1	1

Tabla 4-4: Datos de las líneas y transformadores del SEP IEEE-14 barras

Línea Desde	Hasta	Resistencia (pu)	Reactancia (pu)	Suceptancia (pu)	Tap
1	2	0.01938	0.05917	0,0528	-
1	5	0.05403	0.22304	0,0492	-
2	3	0.04699	0.19797	0,0438	-
2	4	0.05811	0.17632	0,0374	-
2	5	0.05695	0.17388	0,0340	-
3	4	0.06701	0.17103	0,0346	-
4	5	0.01335	0.04211	0,0128	-
4	7	0	0.20912	0,0000	0.978
4	9	0	0.55618	0,0000	0.969
5	6	0	0.25202	0,0000	0.932
6	11	0.09498	0.1989	0,0000	-
6	12	0.12291	0.25581	0,0000	-
6	13	0.06615	0.13027	0,0000	-
7	8	0	0.17615	0,0000	-
7	9	0	0.11001	0,0000	-
9	10	0.03181	0.0845	0,0000	-
9	14	0.12711	0.27038	0,0000	-
10	11	0.08205	0.19207	0,0000	-
12	13	0.22092	0.19988	0,0000	-
13	14	0.17093	0.34802	0,0000	-

## 4.2 Estudio con aplicación de Criterio de Seguridad N-1

El software utilizado (PSAT) permite un análisis de contingencia N-1 que realiza el cálculo de los límites de flujo de potencia activa por las líneas y transformadores tomando en cuenta los límites de seguridad, tales como los límites térmicos de las líneas de transmisión, límites de potencia reactiva de los generadores, y los límites de seguridad de los voltajes. Para esto se realizan iteraciones de flujo de potencia para cada desconexión de línea, donde el parámetro iterado es un factor lambda ( $\lambda$ ), que se mueve desde 0 hasta 1. Si la desconexión de la línea permite un  $\lambda_{\max}=1$  (carga total del sistema) significa que la desconexión de la línea es factible, y si la desconexión de la línea permite un  $\lambda_{\max}<1$ , significa que la salida de la línea no es factible, dado que el sistema no es capaz de responder a la demanda total inicial (Milano, 2008). La Tabla 4-5 muestra el resultado de la aplicación del criterio de seguridad N-1.

La factibilidad de realizar la desconexión de cada línea se indica en la columna *desconexión* de la Tabla 4-5. También se indica la potencia activa base que fluye por la línea a la cual se le aplica la desconexión, indicado por la columna *Pij Base*. Además, dado el cambio topológico que sufre el SEP en estudio al simular la desconexión de una línea, la columna *peor línea afectada* de la Tabla 4-5, indica la línea que ve más afectado su flujo de potencia activa donde la columna *Pij Max* indica la nueva potencia máxima que transfiere la peor línea afectada (Milano, 2008).

Tabla 4-5: Resumen de la aplicación criterio N-1 en SEP IEEE-14 barras

Línea	Pij Base [pu]	Desconexión	Peor línea afectada	Pij Max [pu]
2-5	0.45887	Factible	1-2	0.08835
6-12	0.09528	Factible	14-13	0.10495
12-13	0.02105	Factible	14-13	0.00519
6-13	0.21252	Factible	14-13	0.21115
6-11	0.08374	Factible	5-6	0.02181
11-10	0.04010	Factible	9-14	0.02188
9-10	0.06879	Factible	5-4	0.00088
9-14	0.11334	Factible	7-9	0.03819
14-13	0.06823	Factible	6-13	0.00516
7-9	0.34368	Factible	4-7	0.34200
7-8	0.00000	Factible	4-9	0.16300
1-2	1.42670	Factible	5-6	0.98749
3-2	0.57023	Factible	1-2	0.44049
3-4	0.00868	Factible	9-14	0.00058
1-5	0.74192	Factible	5-6	0.53019
5-4	0.55015	Factible	1-5	0.19802
2-4	0.58780	Factible	1-2	0.35428
5-6	0.52594	Factible	6-11	0.52211
4-9	0.19245	Factible	1-2	0.16645
4-7	0.34368	Factible	7-9	0.00000

### 4.3 Distribución de Consumos en Alta y Media Tensión

En la Tabla 4-6 se muestran los consumos ordenados por niveles de voltaje: alta tensión (69 kV) y media tensión (13,8 kV). Cabe señalar que el 33,9% de la demanda se concentra en las barras de media tensión y que entre ellas, las barras de media tensión 9;14 y 13 concentran un 22,4% de la demanda total y un 66% de la demanda en media tensión.

Tabla 4-6: Distribución de Consumo para SEP IEEE de 14 Barras

Barra	Voltaje Base [kV]	P [pu]	Q [pu]	% de P
2	69,0	0,217	0,127	10,24%
3	69,0	0,471	0,095	22,23%
4	69,0	0,478	0,040	22,56%
5	69,0	0,076	0,016	3,59%
6	13,8	0,112	0,075	5,29%
9	13,8	0,295	0,166	13,92%
10	13,8	0,090	0,058	4,25%
11	13,8	0,035	0,018	1,65%
12	13,8	0,061	0,016	2,88%
13	13,8	0,135	0,058	6,37%
14	13,8	0,149	0,050	7,03%

#### 4.4 Índice de Robustez (IR)

El índice de robustez de una cierta barra “k” cualquiera de consumo de un SEP pretende saber qué tan robusta es dicha barra “k”, con respecto a ciertas solicitaciones o esfuerzos a los cuales se encuentra sometida y que se refleja a través de índices tales como: Regulación de Voltaje de la barra, Índices de Distorsión Armónica de Voltajes y Corrientes en la barra, Componentes de Secuencia Negativa de Voltaje de la barra, índices de severidad de Flicker o Parpadeo de corto plazo (Pst, 10 min) y de largo plazo (Plt, 2 horas). Este IR se cuantifica como la razón de la corriente de cortocircuito trifásico en la misma barra “k” y la corriente total inyectada o extraída de la barra “k”. En la Tabla 4-7 se ordenan las barras de menor a mayor de acuerdo al índice de robustez y al voltaje base de las barras.

Tabla 4-7: Índice de Robustez sistema 14 barras IEEE

Barra	Voltaje[kV]	I inyectada [A]	I corto circuito [A]	I Robustez
14	13,8	1177	14717	12,50
9	13,8	3590	96279	26,82
10	13,8	822	27502	33,47
7	13,8	2165	118855	54,89
11	13,8	791	70864	89,58
13	13,8	1606	161125	100,31
12	13,8	607	66778	109,97
5	69,0	1463	29854	20,40
4	69,0	1392	30532	21,93

#### 4.5 Aplicación de nuevos elementos de control en SEP IEEE-14 barras

En esta sección se estudiará el efecto de incorporar nuevos elementos de control, tales como FACTS entre los cuales cabe destacar a: SVC, TCSC, y también reguladores de velocidad en el SEP IEEE-14 barras. Para esto se considerará la utilización de los siguientes elementos de control siguiendo una metodología similar a la propuesta por Povh (2000).

- Incorporación de reguladores de velocidad en las unidades generadoras de las barras 1 y 2 para mejorar la regulación primaria de frecuencia (uso de Turbine Governor, TG).
- Incorporación de SVC en la barra 14 para apoyar la regulación de voltaje en dicha barra (uso de Static Var Compensator, SVC).
- Incorporación de PSS en generador barra 1 para reducir oscilaciones (uso de Power System Stabilizer, PSS).
- Incorporación de TCSC en línea 4-5 para mejorar la transferencia de potencia activa (uso de Thyristor Controlled Series Capacitors, TCSC).

A continuación se detalla el uso de los distintos elementos propuestos.

#### **4.5.1 Nuevos elementos de control en el SEP IEEE-14 barras**

En el ámbito de la Estabilidad de los SEP, los aportes de las diversas unidades generadoras distribuidas a través del sistema, para suministrar las cargas o consumos también distribuidos, pueden tener una respuesta dinámica diferente cuando los despachos del parque generador asignan una distribución de carga a cada unidad generadora, que en ciertos casos no le permite contribuir de manera efectiva ante la ocurrencia de una perturbación, o en otros casos puede ocurrir que la evacuación de potencia de la unidad de generación esté limitada por problemas de capacidad de transporte de carga de una línea de transmisión y finalmente esta limitación puede surgir por limitaciones técnicas intrínsecas de la unidad generadora. En estas situaciones surgen soluciones tales como efectuar un redespacho de las unidades generadoras, a lo cual se puede agregar un control de voltaje en una barra particular del SEP (e.g. SVC) para mejorar su capacidad de transferencia de potencia o aumentar su estabilidad angular y también por otra parte se puede lograr un mejoramiento adicional si las limitaciones de transporte de carga son ampliadas a través de la inserción de condensadores serie pero controlados según los niveles de demanda a través de los elementos TCSC.

Estas alternativas tecnológicas antes citadas que van desde el simple cambio del despacho de unidades generadoras hasta la incorporación de elementos de control tales como SVC y TCSC, con el propósito de mejorar la respuesta dinámica de un SEP, serán aplicadas y analizadas en el SEP IEEE-14 Barras teniendo como restricción los datos disponibles para los componentes de este SEP (Kodsi y Cañizares, 2003).

Para estudiar el uso de reguladores de velocidad en los generadores de las barras 1 y 2, se simulará la salida de 65 MVA de generación. Para estos fines, se modelará la máquina síncrona de la barra 1 como dos unidades equivalentes, donde una de ellas genera a toda

capacidad 65 MW, para luego sacarla intespestivamente de la red y poder observar durante 40 segundos la respuesta de regulación primaria de frecuencia del sistema.

Para estudiar el uso de TCSC, SVC y PSS se realiza un cortocircuito trifásico a partir de los 5 segundos en la barra 5, dado que es la segunda barra con peor índice de robustez según la Tabla 4-7, que se despeja exitosamente en 6 ciclos (100 ms).

#### 4.5.1.1 Uso de Regulador de Velocidad (TG)

Una alternativa para mejorar la respuesta natural de los generadores frente a variaciones de demanda o generación, es observar el efecto de utilizar reguladores de velocidad (Turbine Governor, por sus siglas en inglés). Estos dispositivos de control son capaces de responder ante variaciones de la frecuencia en el rango de los primeros 40 segundos de ocurrida la perturbación, mejorando la regulación primaria de frecuencia, aumentando o decrementando la inyección de potencia mecánica al generador.

El esquema del modelo de reguladores de velocidad (TG) en las barras 1 y 2 es el que se muestra en la Figura 4-2. Los datos de los reguladores de velocidad son los mostrados en la Tabla 4-8.

La señal de torque mecánico que sale del regulador de velocidad se usa como entrada de la máquina síncrona. El software utilizado para las simulaciones (PSAT) permite modelar las máquinas síncronas del sistema utilizando el modelo de Park-Concordia (Milano, 2008). Para efectos de este trabajo se utilizó un modelo de ecuaciones de quinto orden, donde la parte mecánica es de segundo orden y la parte eléctrica es de tercer orden. Las variables de estado son  $\delta$ ,  $\omega$ ,  $e'_q$ ,  $e''_q$  y  $e''_d$ .

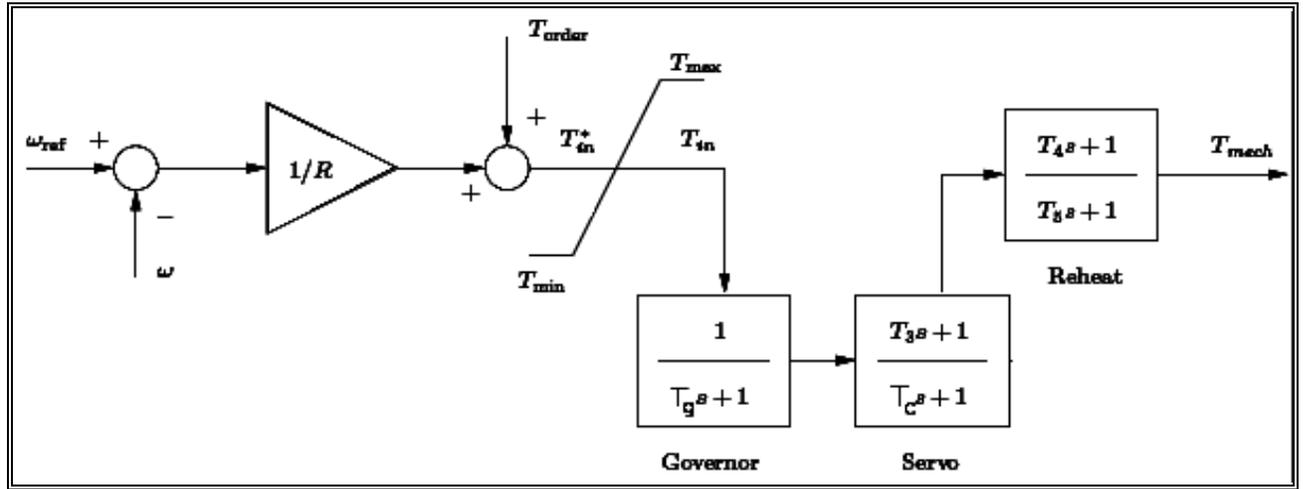


Figura 4-2: Esquema de control del TG utilizado

Tabla 4-8: Parámetros de los TG por barra

	Barra 01	Barra 02
$\omega_{ref}$ (pu)	1	1
R (pu/pu)	0,04	0.01
Tmax (pu)	5,5	5,5
Tmin (pu)	0,1	0,1
Tg (s)	0,10	0,1
Tc (s)	0,45	0,45
T3 (s)	0	0
T4 (s)	10	10
T5 (s)	50	50

Las ecuaciones que se utilizaron con PSAT se describen brevemente a continuación.

$$\frac{de'_q}{dt} = \frac{-f_s(e'_q) - (x_d - x'_d - \frac{T''_{d0}}{T'_{d0}} \frac{x''_d}{x'_d} (x_d - x'_d))i_d + (1 - \frac{T_{AA}}{T'_{d0}})v_f}{T'_{d0}} \quad (4.1)$$

$$\frac{de_q''}{dt} = \frac{-e_q'' + e_q' - (x_d' - x_d'' + \frac{T_{d0}''}{T_{d0}'} \frac{x_d''}{x_d'} (x_d - x_d')) i_d + \frac{T_{AA}}{T_{d0}'} v_f}{T_{d0}''} \quad (4.2)$$

$$\frac{de_d''}{dt} = \frac{(-e_d'' + (x_q - x_q'') i_q}{T_{q0}''} \quad (4.3)$$

Donde,

- $v_f$  es el voltaje de campo (pu),
- $r_a$  es la resistencia de armadura (pu),
- $x_d$  es la reactancia síncrona de eje directo (pu),
- $x_d'$  es la reactancia transitoria de eje directo (pu),
- $x_d''$  es la reactancia subtransitoria de eje directo (pu),
- $x_q$  es la reactancia de eje en cuadratura (pu),
- $x_q''$  es la reactancia subtransitoria de eje en cuadratura (pu),
- $e_q'$  es el voltaje transitorio del eje en cuadratura (pu),
- $e_q''$  es el voltaje subtransitorio del eje en cuadratura (pu),
- $e_d''$  es el voltaje subtransitorio del eje directo (pu),
- $T_{d0}'$  es la constante de tiempo transitoria de circuito abierto de eje directo (s),
- $T_{d0}''$  es la constante de tiempo subtransitoria de circuito abierto de eje directo (s),
- $T_{q0}''$  es la constante de tiempo subtransitoria de circuito abierto de eje en cuadratura (s),
- $T_{AA}$  es la constante de tiempo de fuga en eje directo (s),
- $I_d$  es la corriente de eje directo (pu) y
- $I_q$  es la corriente de eje en cuadratura (pu).

Además, las ecuaciones mecánicas son las siguientes:

$$\frac{d\delta}{dt} = \Omega_b (\omega - 1) \quad (4.4)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = (p_m - p_e - D(\omega - 1)) / M \quad (4.5)$$

Donde,

- $\delta$  es el ángulo de rotor (pu),
- $\omega$  es la velocidad angular de la máquina síncrona (pu),
- $\Omega_b$  es la velocidad angular de referencia (pu),
- $D$  es la razón de amortiguamiento de la máquina,
- $M$  es la constante de partida mecánica, es decir, 2H (kWs/kVA) y
- $p_m$  es la potencia mecánica que entra a la máquina (pu).

Finalmente  $p_e$  es la potencia eléctrica (pu) y se define por las ecuaciones:

$$0 = v_q + r_a i_q - e_q'' + (x_d'' - x_l) i_d \quad (4.6)$$

$$0 = v_d + r_a i_d - e_d'' + (x_q'' - x_l) i_q \quad (4.7)$$

$$p_e = (v_q + r_a i_q) i_q + (v_d + r_a i_d) i_d \quad (4.8)$$

Para estudiar el efecto de utilizar los reguladores de velocidad en el sistema de estudio SEP IEEE-14 barras, se realiza la simulación de la salida de de 65 MW de generación en  $t=5$  segundos. La curva de respuesta natural del SEP (sin Regulador de Velocidad, TG) ante esta perturbación se puede observar en la Figura 4-3, para el caso base original, es decir, el SEP IEEE-14 barras sin modificaciones y en la Figura 4-4 se puede observar la respuesta del sistema al usar los TG en las barras 1 y 2.

Se observa de las Figuras 4-3 y 4-4 que la respuesta de la frecuencia del sistema es mejor en el caso que usa el apoyo de los reguladores de velocidad (TG) dado que los generadores comienzan a responder ante la pérdida de generación de manera substancial, lo que se refleja en una recuperación de la frecuencia a un valor de 59,6 Hz

en el instante próximo a los 40 segundos con uso de TG y de estabilización de la frecuencia en 57,25 Hz en el caso base.

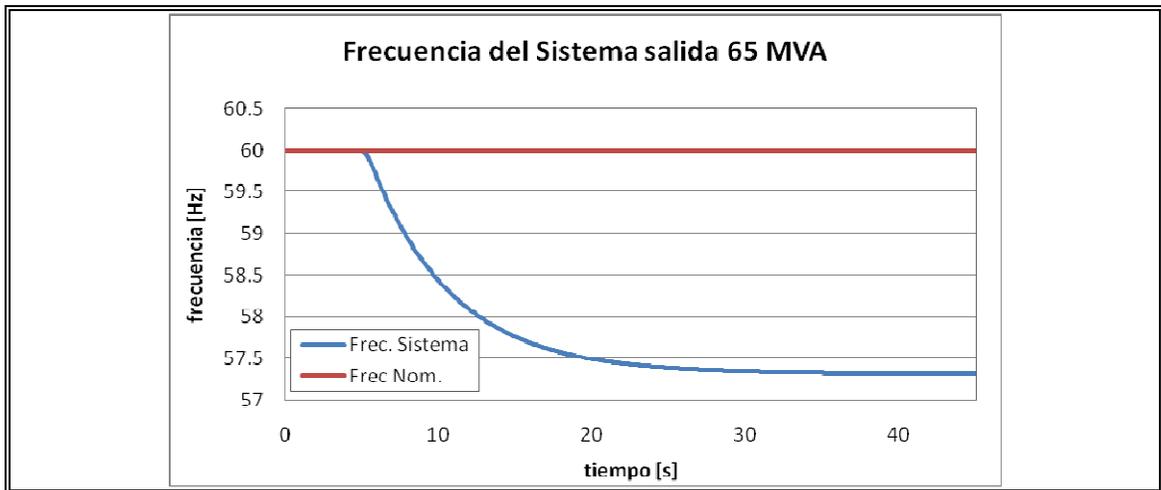


Figura 4-3: Respuesta de frecuencia del sistema en el caso base (sin TG)

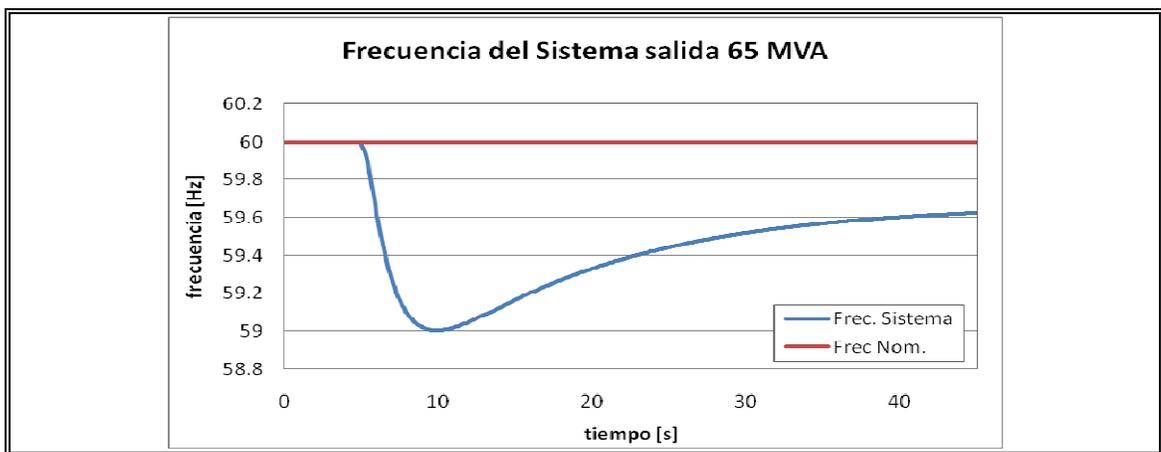


Figura 4-4: Respuesta de frecuencia del sistema con uso de TG

#### 4.5.1.2 Uso de SVC

Otra de las alternativas para aplicar en el SEP IEEE-14 barras es el uso de un SVC en la barra 14, dado que esta barra tiene el peor índice de robustez según la Tabla 4-7. Los datos del SVC son los mostrados en la Tabla 4-9.

Tabla 4-9: Parámetros del SVC

$T_r$ (s)	0,75
$K_r$ (pu/pu)	25
$V_{ref}$ (pu)	1,01
$B_{max}$ (pu)	1
$B_{min}$ (pu)	-0,1

El esquema del modelo del SVC utilizado es el mostrado en la Figura 4-5 (Milano, 2008).  $V_{pod}$  es una señal auxiliar para que el SVC, dentro de sus tareas secundarias, aporte al amortiguamiento del SEP. Esta señal no se utiliza en este trabajo.

Para estudiar el uso de un SVC se realiza un cortocircuito trifásico a partir de los 5 segundos en la barra 5, que se despeja exitosamente en 6 ciclos (100 ms).

Para evidenciar el efecto del uso de un SVC en la barra de consumo 14, para apoyar su perfil de voltaje y de las barras vecinas eléctricamente, se puede observar el efecto sobre el voltaje de la barra 14 (Figura 4-6). También se indica la figura con la inyección de potencia reactiva a la barra 14 por parte del SVC (Figura 4-7).

Se observa en la Figura 4-6 la acción de control del SVC sobre el voltaje de la barra. Como es de esperar, al ocurrir la falla el SVC comienza a levantar el voltaje de la barra y una vez despejada exitosamente la falla, el voltaje de la barra 14 vuelve rápidamente con una sobretensión temporal (que alcanza un máximo de aprox. 1.0587 pu) y que tiene un

tiempo de establecimiento de aproximadamente 0,6 segundos alcanzando valores cercanos al de operación de régimen permanente.

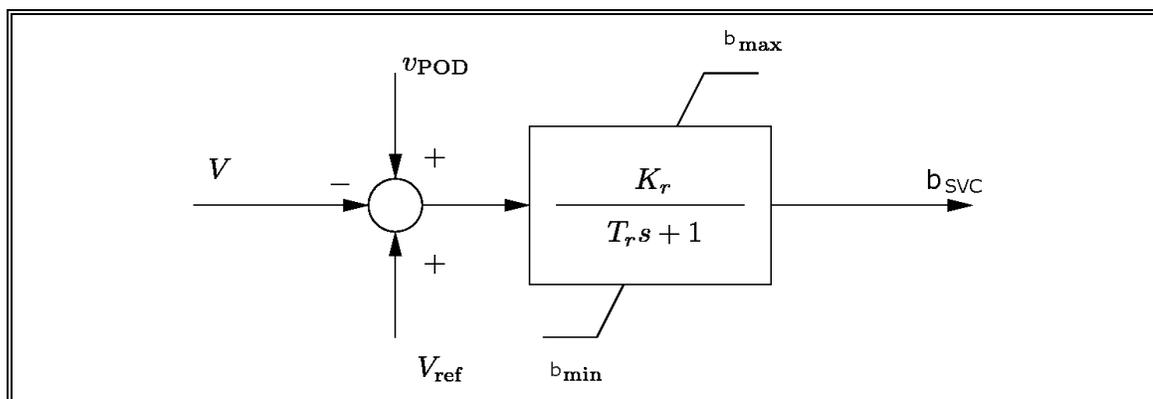


Figura 4-5: Esquema de control del SVC utilizado

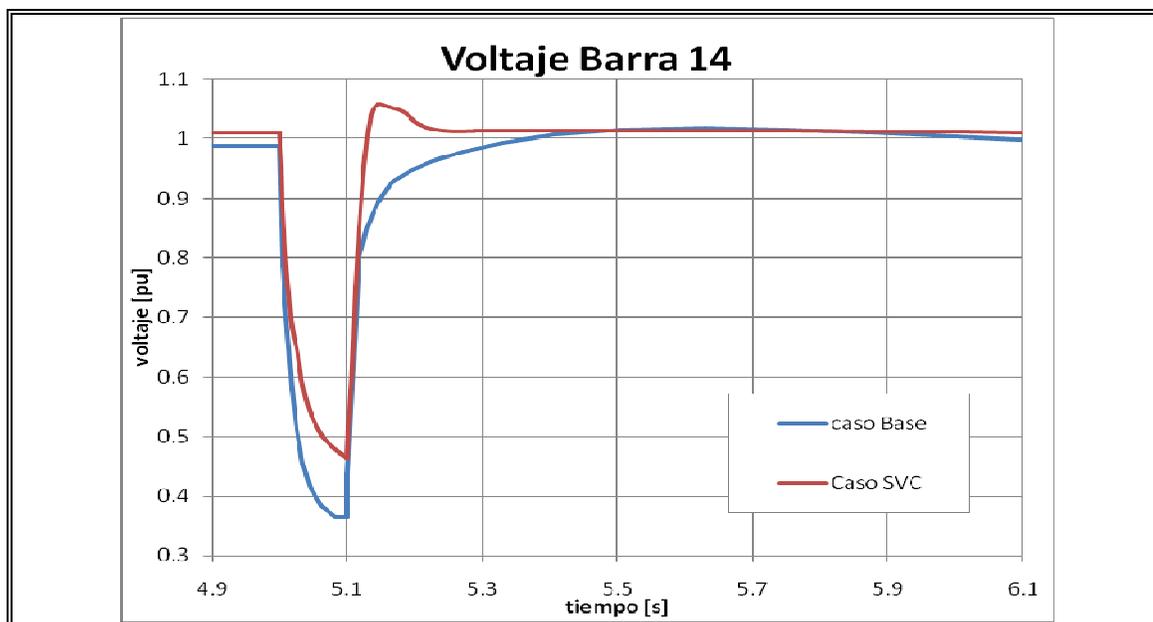


Figura 4-6: Voltaje en barra 14 cortocircuito en barra 05 con uso de SVC

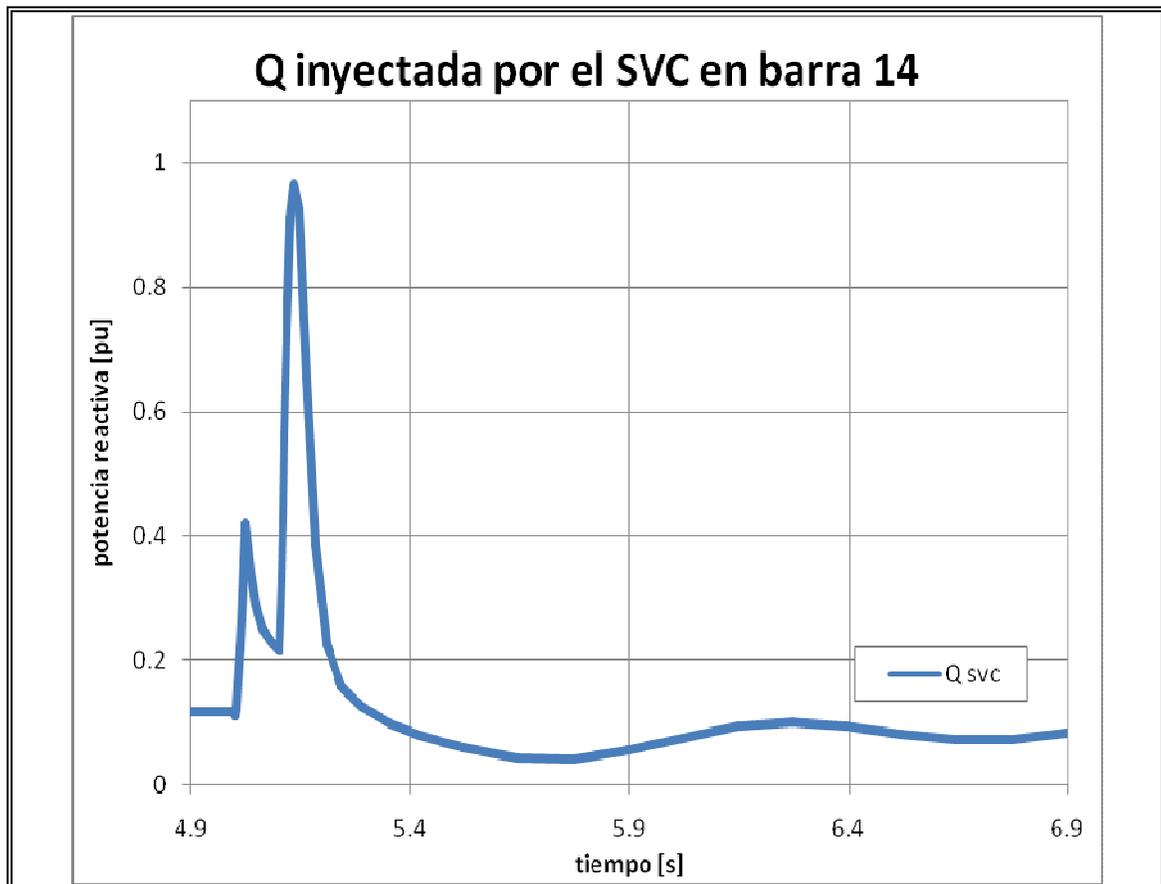


Figura 4-7: Q aportado por SVC en barra 14 con cortocircuito en barra 05

La inyección de potencia reactiva (Q) por el SVC en la barra 14 tiene una directa correlación con la mejora en la recuperación del voltaje de la barra 14 (Figura 4-6). Una vez producida la falla, el SVC aumenta notoriamente la inyección de reactivos en la barra llegando a 0,9647 (pu), para luego de despejada la falla volver al valor de operación en régimen permanente.

#### 4.5.1.3 Uso PSS

En la actualidad, la mayoría de las unidades generadoras mayores que 10 MW disponen de un Estabilizador de Potencia (Power System Stabilizer, PSS) que sirve para

amortiguar las oscilaciones que se producen en el generador, en algunos casos por interacción entre controladores locales o por interacción entre unidades distantes geográficamente. Estas oscilaciones de potencia se sitúan normalmente en el rango menor que 2 Hz y se hacen presentes cuando las unidades generadoras superan un determinado valor cercano al valor de potencia máxima.

El PSS interviene en los problemas de Estabilidad Angular que puede enfrentar el sistema eléctrico de potencia en estudio y su estructura está indicada en la Figura 4-8 (Milano, 2008). Los parámetros utilizados por este controlador y su esquema son los mostrados en la Tabla 4-10.

Tabla 4-10: Parámetros del PSS utilizado

$V_{Smax}$ (pu)	0,05
$V_{Smin}$ (pu)	-0,05
$K_w$ (pu/pu)	5
$T_w$ (s)	1
$T_1$ (s)	0,38
$T_2$ (s)	0,02
$T_3$ (s)	0,38
$T_4$ (s)	0,02

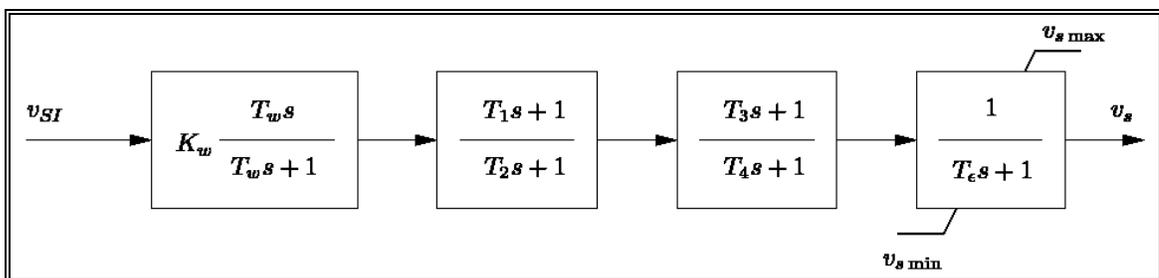


Figura 4-8: Esquema de control del PSS utilizado

El esquema de control del AVR utilizado es el que se puede observar en la Figura 4-9, donde la salida  $V_s$  del PSS se conecta a la entrada  $V_{ref}$  del AVR del generador (Milano, 2008). Los parámetros del AVR están indicados en la Tabla 4-11.

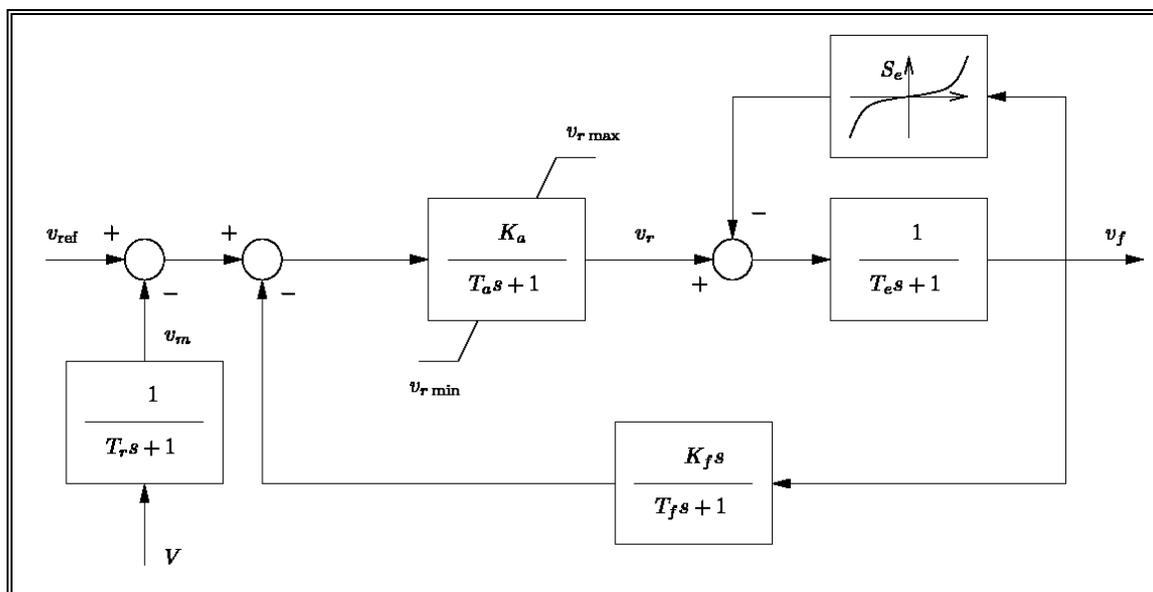


Figura 4-9: Esquema de control AVR utilizado

Tabla 4-11: Parámetros del PSS utilizado

$K_a$ (pu/pu)	200
$T_a$ (s)	0,02
$A_e$ (1er coef. función techo)	0.0006
$B_e$ (2do coef. función techo)	0.9
$V_{Rmax}$ (pu)	7,32
$V_{Rmin}$ (pu)	0
$T_r$ (s)	0,001
$K_f$ (pu/pu)	0,0012
$T_f$ (s)	1
$T_e$ (s)	1

Para observar el efecto del uso de un PSS en el generador de la barra 1, de modo de reducir las oscilaciones en la respuesta dinámica del sistema, se puede comparar el perfil de voltaje de la barra 1 (Figura 4-10), la potencia inyectada por la generación de la barra 1 (Figura 4-11) y el voltaje de la excitación de la generación en la barra 1 (Figura 4-12).

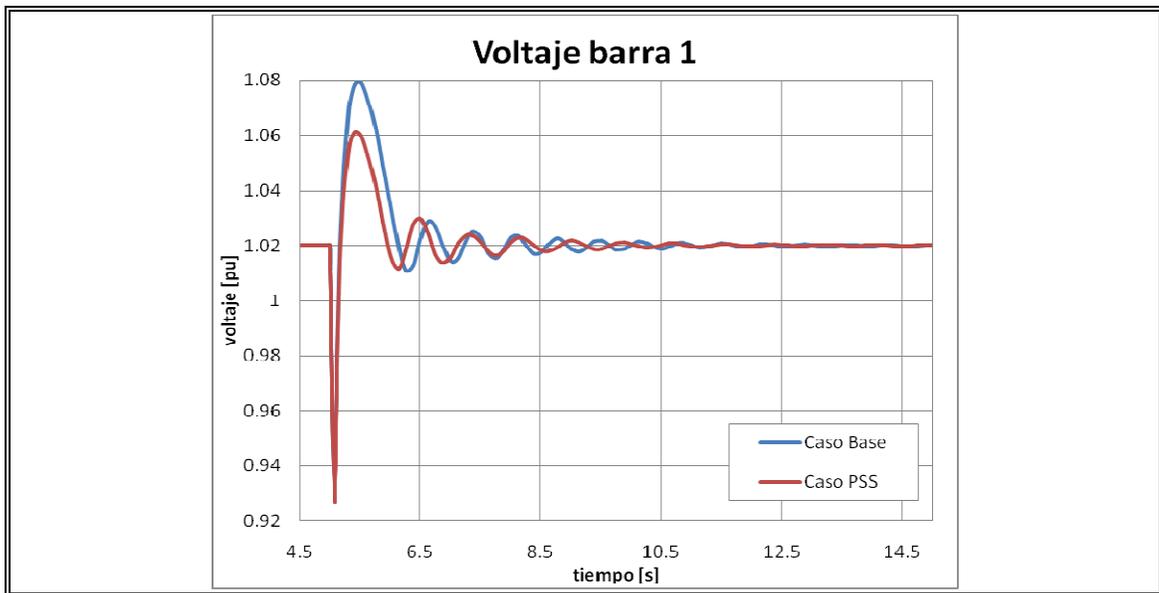


Figura 4-10: Voltaje en barra 1, con cortocircuito en barra 5 con uso de PSS

Se observa en la Figura 4-10 el efecto del PSS en la variación de voltaje de la barra 1, donde la primera oscilación que efectúa el PSS es menor en magnitud que en el caso sin PSS, para luego amortiguar más rápido las oscilaciones del voltaje en la barra 1.

Se observa en la Figura 4-11 que al usar el PSS, la amplitud de las primeras oscilaciones de potencia activa generada es menor para luego aplicar un amortiguamiento más rápido que en el caso base del SEP IEEE-14 barras.

Se observa en la Figura 4-12 que la tensión de excitación de la generación en la barra 1 se correlaciona con la potencia generada en dicha barra. En efecto, las primeras oscilaciones al usar PSS presentan una menor magnitud, pero el amortiguamiento de la

señal es más rápido que el caso base. Cabe señalar que no se realizó una optimización de los parámetros del PSS.

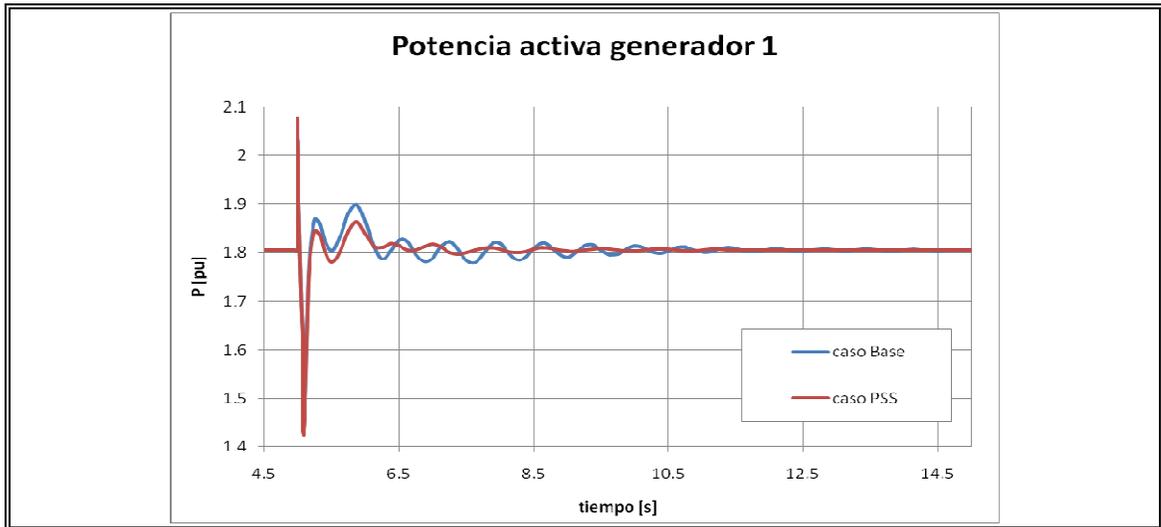


Figura 4-11: P generador barra 1, con cortocircuito en barra 5 con PSS

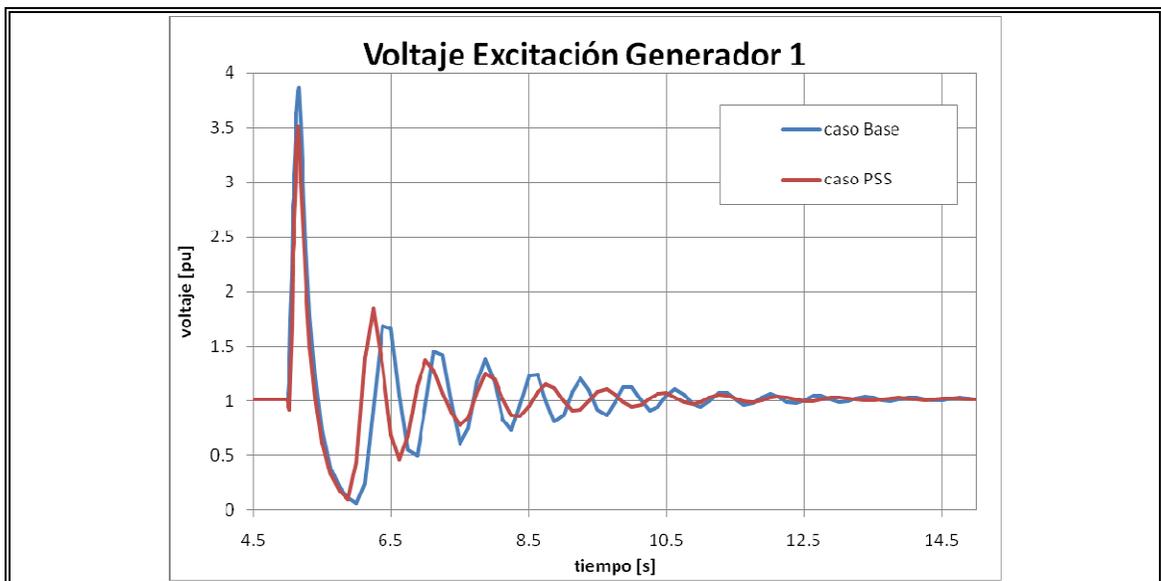


Figura 4-12: Voltaje excitatriz generador 1, con cortocircuito en barra 5 con uso de PSS

#### 4.5.1.4 Uso de TCSC

Otro de los elementos de control ampliamente utilizado en los SEP para aumentar la capacidad de transferencia de potencia en líneas de transmisión que se acercan a sus límites máximos, son los TCSC (Condensador en Serie Controlado por Tiristores). En el SEP IEEE-14 Barras estudiado se insertó un TCSC en la línea 5-4, dado que para la condición de operación original representaba la mayor transferencia de potencia activa. El esquema de control del TCSC se muestra en la Figura 4-13 (Milano, 2008). Los parámetros utilizados para el TCSC son los indicados en la Tabla 4-12.

Para observar el efecto del uso de un TCSC para mejorar la transferencia de potencia activa por la línea 4-5, se pueden comparar los perfiles de voltaje de las barras 4 y 5 (Figura 4-14), la potencia transferida por la línea 4-5 (Figura 4-15) y la diferencia angular de los voltajes entre la línea 4 y 5 (Figura 4-16).

Se observa en la Figura 4-14 que los perfiles de voltajes en las barras 4 y 5 no presentan grandes diferencias en su respuesta dinámica respecto del caso base, a excepción, como es de esperar, que el voltaje de operación es mayor al usar el TCSC.

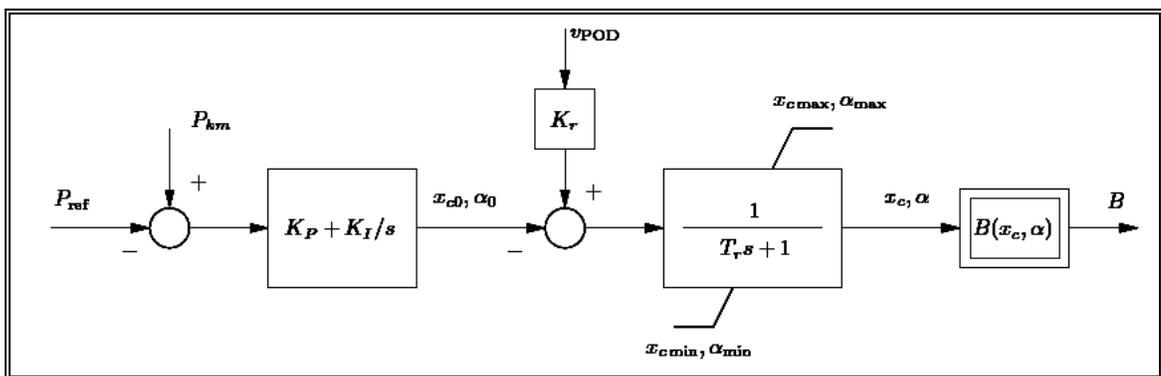


Figura 4-13: Esquema de control del TCSC

Tabla 4-12: Parámetros del TCSC

S (MVA)	100
V (kV)	69
Tipo de modelo	alfa
Modo de operación	Admitancia constante
Estrategia	Potencia constante en la línea
Compensación serie (%)	98
$T_r$ (s)	25
$\text{Alfa}_{\text{max}}$ (rad)	0,5
$\text{Alfa}_{\text{min}}$ (rad)	-0,5
$X_l$ (pu)	0,001
$X_c$ (pu)	0,002
$K_r$ (pu/pu)	1

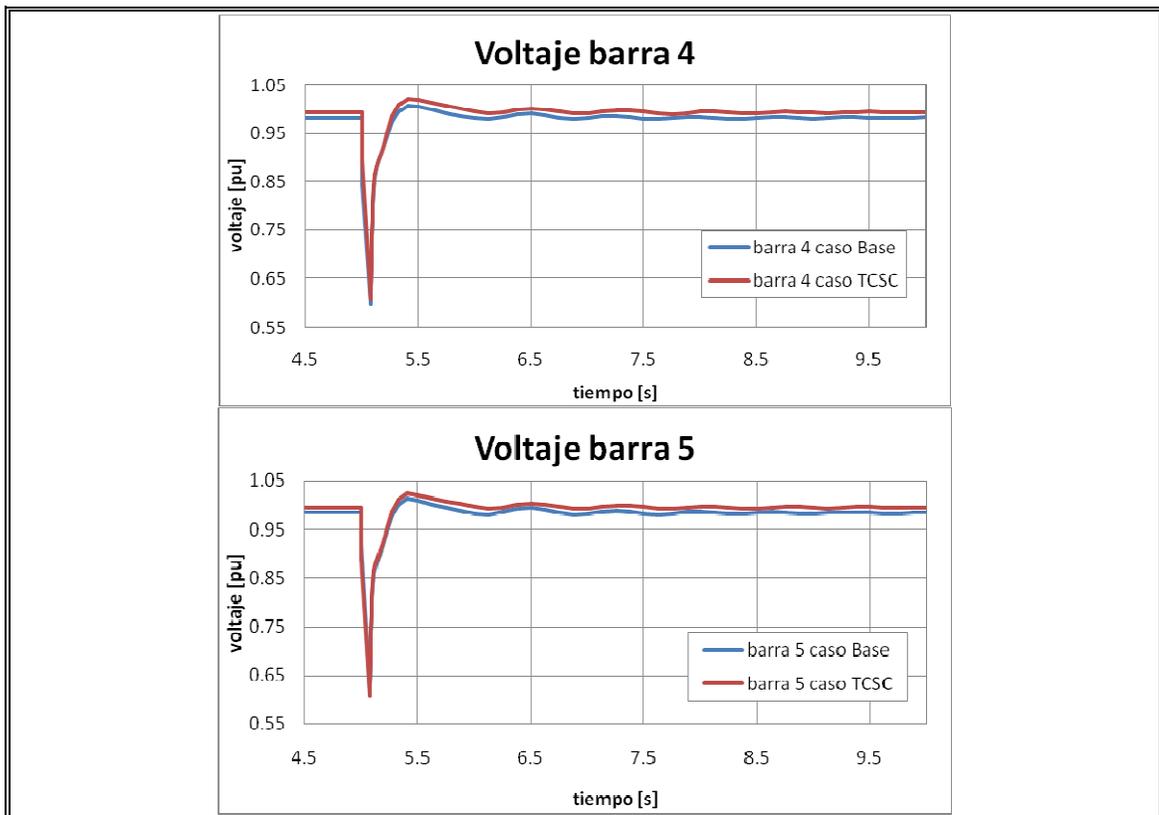


Figura 4-14: Voltaje en barras 4 y 5 con cortocircuito en barra 5, con TCSC

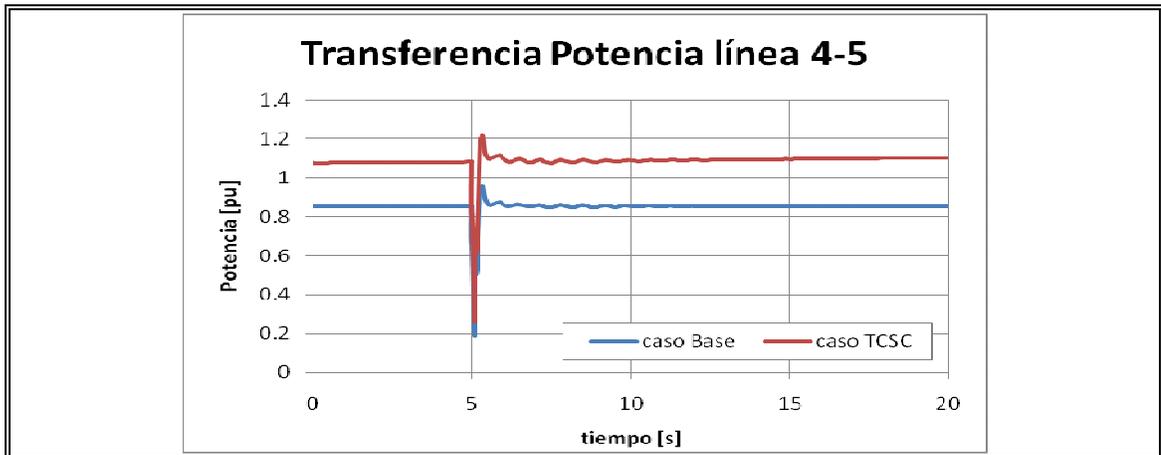


Figura 4-15: P transferido por línea 4-5 con c.c. en barra 5, usando TCSC

Como es de esperar, se observa en la Figura 4-15, que la potencia activa (P) transmitida por la línea 4-5 es mayor al utilizar el TCSC respecto del caso base.

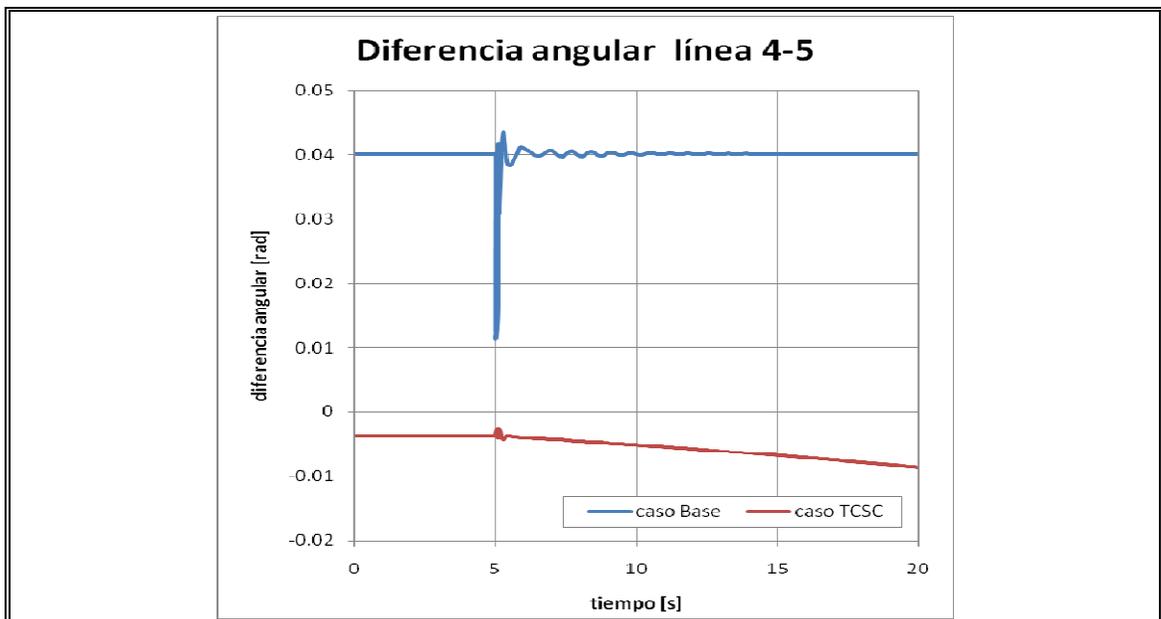


Figura 4-16: Diferencia ángulos de voltaje línea 4-5 con cortocircuito en Barra 5, usando TCSC

Se puede ver en la Figura 4-16 que la diferencia de ángulos de voltaje entre las barras 4 y 5 es menor en magnitud al usar el TCSC. Además, se puede observar el efecto del control activo que realiza el TCSC al producirse la perturbación (cortocircuito trifásico en barra 5), dado que la amplitud de las oscilaciones de la diferencia de ángulos de voltaje producto de la falla es notoriamente menor al caso base sin uso de un TCSC de apoyo para la línea 4-5.

#### **4.6 Casos de Estudio para aplicar la métrica**

A partir de las simulaciones anteriores, y los nuevos elementos utilizados, se definirán en esta sección, los distintos casos de estudio para utilizar la métrica de desempeño dinámico en el próximo capítulo.

Para esto se utilizarán combinaciones de los nuevos elementos aplicados al SEP IEEE-14 barras descritos en la sección anterior, con el propósito de ilustrar el uso de la métrica global, ya que desde el punto de vista de operación de un SEP cualquiera, para cada generador siempre se debe considerar la inclusión del regulador de velocidad.

##### **4.6.1 Caso Base**

El Caso Base utilizará la definición original del SEP IEEE-14 barras (Kodzi y Cañizares, 2003), sin alterar ninguno de sus elementos previamente definidos.

##### **4.6.2 Caso Base+TG**

El caso Base+TG se define por el uso de los reguladores de velocidad (TG) descritos anteriormente para apoyar la operación de la generación en las barras 1 y 2, de modo de mejorar la regulación primaria de frecuencia del SEP IEEE-14 barras (Kodzi y Cañizares, 2003).

#### **4.6.3 Caso Base+SVC**

El caso Base+SVC se define por la utilización de los datos originales del SEP IEEE-14 barras (Kodzi y Cañizares, 2003), además de utilizar el dispositivo SVC de apoyo en la barra 14 como el descrito anteriormente en este capítulo.

#### **4.6.4 Caso Base+PSS**

El caso Base+PSS se define por la utilización de los datos originales del SEP IEEE-14 barras (Kodzi y Cañizares, 2003), además de considerar la utilización de un PSS en la unidad de generación de la barra 1, descrito en la sección anterior. Para efectos de la perturbación utilizada en el análisis de Estabilidad de Frecuencia (capítulo 3), que consiste en la salida intespestiva de la unidad más grande despachada, se modela la generación de la barra 1 como si fueran 12 unidades, donde once unidades son de 50 MVA y una unidad es de 65 MVA de capacidad máxima. Para efectos del software utilizado para las simulaciones (PSAT) se modela como dos máquinas equivalentes, una de 65 MVA que se retira o desconecta intempestivamente, y otra de 550 MVA que es la unidad que tendrá el apoyo del PSS descrito con anterioridad en este capítulo.

#### **4.6.5 Caso Base+TCSC**

El caso Base+TCSC se define por la utilización de los datos originales del SEP IEEE-14 barras (Kodzi y Cañizares, 2003), además de usar un TCSC de apoyo a la línea 4-5 como el descrito en la sección precedente.

#### **4.6.6 Caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC**

El caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC considera la utilización del SEP IEEE-14 barras (Kodzi y Cañizares, 2003), agregando además: el uso de reguladores de velocidad para las barras de generación (1 y 2), un SVC para apoyar la barra 14, un PSS en la unidad generadora de la barra 1, y un TCSC de apoyo a la línea 4-5. Para todos los elementos

mencionados se usarán los dispositivos descritos en la sección precedente. Al igual que el caso Base+PSS, se modela la generación de la barra 1 como si fueran 12 unidades, donde once unidades son de 50 MVA y una unidad es de 65 MVA de capacidad máxima. Para efectos del software utilizado para las simulaciones (PSAT) se modela como dos máquinas equivalentes, una de 65 MVA que se retira intempestivamente, y otra de 550 MVA que es la unidad que tendrá el apoyo del PSS descrito con anterioridad en este capítulo.

#### **4.6.7 Caso Base2**

El caso Base2 considera la utilización del SEP IEEE-14 barras (Kodzi y Cañizares, 2003), pero además supone un aumento de todos los consumos en un 20%. Es decir, se usa el SEP IEEE-14 barras sin elementos nuevos, pero con una demanda mayor de potencia.

#### **4.6.8 Caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC**

El caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC utiliza el aumento de demanda descrito en el caso Base2 (20% más de demanda), además de considerar el uso de reguladores de velocidad para las barras de generación (1 y 2), un SVC para apoyar la barra 14, un PSS en la unidad generadora de la barra 1, y un TCSC de apoyo a la línea 4-5. Para todos los elementos mencionados se usarán los dispositivos descritos anteriormente en este capítulo. Al igual que el caso Base+PSS, se modela la generación de la barra 1 como si fueran 12 unidades, donde once unidades son de 50 MVA y una unidad es de 65 MVA de capacidad máxima. Para efectos del software utilizado para las simulaciones (PSAT) se modela como dos máquinas equivalentes, una de 65 MVA que se retira intempestivamente, y otra de 550 MVA que es la unidad que tendrá el apoyo del PSS descrito con anterioridad en este capítulo.

## **5 APLICACIÓN DE LA MÉTRICA DE DESEMPEÑO DINÁMICO**

En este capítulo se presentará la aplicación de la métrica de desempeño dinámico descrita en el capítulo 3, utilizando del capítulo 2: i) los nuevos ponderadores definidos, ii) la nueva escala a utilizar para cada elemento de la métrica global y iii) los nuevos rangos de clasificación del estado de operación del SEP en estudio. Para esto se utilizarán los casos de estudio ya descritos en el capítulo anterior basados en el SEP IEEE-14 barras.

Se debe recordar del capítulo 3, que la métrica agrupa mediciones en cuatro tipos de análisis. Estos son el análisis de Condición Pre-falla, análisis de Estabilidad Angular, análisis de Estabilidad de Frecuencia y análisis de Estabilidad de Voltaje. Cada uno de los cuatro tipos de análisis tiene tres elementos para evaluar. Primero se presentarán los resultados de cada uno de estos elementos por tipo de análisis y luego se presentarán los resultados producto de realizar la composición de la métrica a través de los ponderadores calculados en el Capítulo 3. El detalle de los resultados utilizados para aplicar cada elemento de la métrica se encuentra en el Anexo C. Además, se aplicará la clasificación de los estados del sistema según la definición de los rangos de operación del SEP en estudio, propuesta en el Capítulo 2.

Los casos de estudio considerados para aplicar la métrica en el SEP IEEE-14 barras, son el caso Base, que utiliza los datos originales del SEP IEEE-14 barras, con los consumos detallados en la Tabla 4-2, y los casos donde se considera el uso de distintos elementos de control y apoyo tales como el uso de reguladores de velocidad (caso Base+TG), el uso de un SVC para apoyar la barra 14 (caso Base+SVC), el uso de un PSS en la generación de la barra 1 (caso Base+PSS), el uso de un TCSC para ampliar la capacidad de transferencia de la línea 4-5 (caso Base+TCSC) y el caso

Base+TG+SVC+PSS+TCSC que utiliza el mayor número de elementos de control tales como reguladores de velocidad, SVC para apoyar la barra 14, PSS en la generación de la barra 1, y un TCSC para ampliar la capacidad de transferencia de la línea 4-5. Además, se consideran dos casos de estudio que contemplan un aumento de la demanda total del sistema en un 20%, los cuales son el caso Base2 y caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC.

El caso Base2 usa los datos originales del SEP IEEE-14 barras, salvo el aumento de un 20% de la demanda. Finalmente, el caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC, contempla el aumento de un 20% de la demanda y utiliza reguladores de velocidad, un SVC para apoyar la barra 14, un PSS en la generación de la barra 1, y un TCSC en la línea 4-5. Todos estos casos están descritos en el Capítulo 4.

La aplicación de la métrica o índice global en cada caso de estudio, consiste en aplicar cada uno de los cuatro tipos de análisis que la componen, es decir, análisis de condición pre-falla, análisis de Estabilidad Angular, análisis de Estabilidad de Frecuencia y análisis de Estabilidad de Voltaje. En resumen, para poder aplicar la métrica global de desempeño dinámico, se deben realizar para cada caso de estudio:

1. Flujo de potencia inicial o pre-falla.
2. Análisis de estabilidad de pequeña señal, usando la matriz de estados del SEP (régimen permanente).
3. Simulación de un cortocircuito trifásico que ocurre en el instante arbitrario  $t = 5$  segundo y que tiene una duración de 6 ciclos en la barra 5, al cabo de los cuales el cortocircuito trifásico se despeja exitosamente.
4. Simulación de la salida intempestiva de la unidad más grande en el despacho (65 MVA de la barra 1) a los 5 segundos de operación.
5. Determinación de Curvas PV, para realizar análisis de margen de carga de las barras con los 5 consumos principales.

6. Análisis modal del Jacobiano Reducido del SEP para determinar la cercanía al colapso de voltaje del estado de operación en régimen permanente.

Las restricciones para realizar las simulaciones están dadas en gran parte por el software utilizado para este fin. Como se señaló anteriormente en el Capítulo 4, en este trabajo se utilizó el paquete creado por Federico Milano llamado PSAT 2.0.1, desarrollado en MATLAB. Para más detalle del mismo se puede recurrir a su manual de uso (Milano, 2008).

En la siguiente sección se muestran los resultados de la aplicación de la métrica de desempeño dinámico por tipo de análisis para luego realizar la composición del índice global. Finalmente, a partir del análisis de los resultados obtenidos, se propone el uso de escalas continuas en tres elementos de la métrica global para lograr una medición más diferenciada entre los casos de estudio.

## **5.1 Resultados de cada elemento de la métrica por tipo de análisis**

### **5.1.1 Análisis Condición Pre-falla**

En el análisis de las condiciones de Pre-falla se estudia la condición del SEP en régimen permanente, donde se considera la observación de los valores propios y su amortiguamiento, a través del análisis de pequeña señal. El mínimo aceptable para el factor de amortiguamiento es de un 5%, según la Fórmula 3.1 de acuerdo a la Tabla 3-1 (CAMMESA, 2001).

Además, se observan los voltajes de las barras en régimen permanente, cuya mejor evaluación significa que los voltajes están en el intervalo de operación admisible de 0,94 (pu) y 1,06 (pu), con una dispersión no mayor a 0.08 (pu), y donde la escala completa de valoración para este elemento de la métrica está indicada en la Tabla 3-2 (CNE, 2008).

Finalmente, se evalúa la diferencia de los ángulos de rotor de los generadores en régimen permanente respecto del promedio de los ángulos (centro de inercia), o bien, la diferencia angular del rotor de cada máquina respecto a una máquina de referencia, donde el peor caso considera una diferencia de amplitud máxima superior a  $60^\circ$ , de acuerdo a la Tabla 3-3 (CNE, 2008), (CAMMESA, 2001). En el caso particular del SEP IEEE-14 barras se utilizará el generador conectado a la barra 1 como referencia, dado que es la unidad de generación más grande.

Para estos elementos de la métrica se utilizaron datos del flujo de potencia (régimen permanente) y el análisis de estabilidad de pequeña señal. Los resultados del *análisis de condición de pre-falla* para cada caso de estudio son los mostrados en la Tabla 5-1, Tabla 5-2 y Tabla 5-3.

Para cada elemento del análisis de condición-prefalla evaluado, se muestran los valores calculados, y la columna I contiene el resultado de aplicar la nueva escala de 0,  $\frac{1}{2}$  y 1, según lo desarrollado en el capítulo 2, donde el 1 es el mejor valor que se puede asignar por las escalas de evaluación propuestas.

Tabla 5-1: Resultados análisis condiciones pre-falla

Caso	Base			Base+TG			Base+SVC		
	Valor calculado		I	Valor calculado		I	Valor calculado		I
Análisis condiciones pre-falla	Valor calculado		I	Valor calculado		I	Valor calculado		I
Valor Propio y factor de amortiguamiento críticos	-1.2382 ± 7.4256j 16.45%		1	-1.2045 ± 7.4047j 16.06%		1	-1.2327 ± 7.4256j 16.37%		1
Magnitud de voltaje en régimen permanente (pu)	0.9803	1.0590	0.5	0.9803	1.0590	0.5	0.9987	1.0590	0.5
Amplitud máxima de ángulo de rotor ( $^\circ$ )	15.86		1	15.86		1	13.83		1

Tabla 5-2: Resultados análisis condiciones pre-falla (continuación)

Caso	Base+PSS		Base+TCSC	
	Valor calculado	I	Valor calculado	I
<b>Análisis condiciones pre-falla</b>				
Valor Propio y factor de amortiguamiento críticos	-0.82649 ± 6.0566j 13.52%	1	-1.1877 ± 7.4049j 15.84%	1
Magnitud de voltaje en régimen permanente (pu)	0.9803 1.0590	0.5	0.9803 1.0590	0.5
Amplitud máxima de ángulo de rotor (°)	15.86	1	15.86	1

Tabla 5-3: Resultados análisis condiciones pre-falla (continuación)

Caso	Base+TG+SVC +PSS+TCSC		Base2		Base2+TG+SVC +PSS+TCSC	
	Valor calculado	I	Valor calculado	I	Valor calculado	I
<b>Análisis condiciones pre-falla</b>						
Valor Propio y factor de amortiguamiento críticos	-0.91843 ± 5.9602j 15.23%	1	-1.2273 ± 7.3773j 16.41%	1	-0.76629 ± 6.0103j 12.65%	1
Magnitud de voltaje en régimen permanente (pu)	0.9987 1.0590	0.5	0.9683 1.0590	0.5	0.9803 1.0590	0.5
Amplitud máxima de ángulo de rotor (°)	13.83	1	7.28	1	7.62	1

Se puede observar en las Tablas: 5-1, 5-2 y 5-3, que dentro de los casos de estudio que consideran la demanda base, el menor amortiguamiento crítico lo obtiene el caso con uso de PSS como apoyo a la generación de la barra 1 (caso Base+PSS), ya que como se recordará del capítulo 4, no se optimizaron sus parámetros. Por otra parte, el mayor amortiguamiento crítico es el caso Base, esto, debido que al agregar elementos de control sin una debida optimización de sus parámetros, se sacrifica el amortiguamiento del sistema. También se observa como cambia el voltaje mínimo en los casos que

consideran el uso de un SVC a la barra 14, ya que el dispositivo levanta el voltaje de la barra dejando de ser la de menor voltaje (detalle de los flujos de potencia disponibles en el Anexo C). Cabe notar que para los parámetros fijados por las tablas de evaluación de los distintos elementos de la métrica para el análisis de condición pre-falla, los distintos casos de estudio obtienen puntajes equivalentes, aunque se pueden observar algunas diferencias menores. Esto se debe principalmente a que las escalas de evaluación propuestas son discretas. Para evitar este problema se pueden proponer más niveles para las escalas, donde el límite es utilizar escalas continuas. Posteriormente en este capítulo, se propondrá el uso de escalas de evaluación en forma continua para poder diferenciar comparativamente el comportamiento de cada caso de estudio.

En resumen, se puede concluir que el SEP IEEE-14 barras ha sido caracterizado para cada uno de los casos de estudio propuestos, a través de los tres índices para el análisis de condición de Pre-falla.

### **5.1.2 Análisis de Estabilidad Angular o Transitoria**

Para realizar el análisis de Estabilidad Angular o Transitoria se considera la ocurrencia de una falla equivalente a un cortocircuito trifásico en la barra 5 en el instante arbitrario  $t = 5$  segundos, el cual tiene una duración de 6 ciclos (100 ms), al cabo de los cuales se despeja exitosamente la falla. Se escogió la barra 5 por tener un índice de robustez bajo (Tabla 4-7).

La finalidad de realizar esta simulación es poder observar la mayor amplitud de oscilación del ángulo de torque de las máquinas síncronas posterior a la falla, donde el valor máximo alcanzado después de ocurrida la perturbación no debería superar los  $120^\circ$  para un SEP típico o real según la Tabla 3-4 (CNE, 2008).

Además, al analizar el amortiguamiento de la magnitud de las oscilaciones de los ángulos de rotor, se espera que la variación de los ángulos se reduzca rápidamente de

manera que ésta quede comprendida en un rango de  $\pm 0.3$  [ $^{\circ}/s$ ] para un tiempo de establecimiento menor a 15 segundos posterior a la perturbación, según la Tabla 3-5.

Finalmente, la respuesta de la magnitud de voltaje en la barra cortocircuitada, una vez despejada la falla, no debe oscilar fuera del rango 0,7 (pu) y 1,2 (pu) (CAMMESA, 2001), (CNE, 2008), y la variación de la magnitud de dicho voltaje debe quedar comprendida en un rango de  $\pm 0,1$  [pu/s] con un tiempo de establecimiento menor a 10 segundos (Tabla 3-6).

Los resultados de aplicar el *análisis de estabilidad angular* para cada caso de estudio están mostrados en la Tabla 5-4, Tabla 5-5 y Tabla 5-6.

En cada elemento de la métrica evaluado se muestran los valores calculados, y la columna I contiene el resultado de aplicar la escala de 0,  $\frac{1}{2}$  y 1. Se puede observar diferencias en los valores de cada uno de los elementos del análisis de Estabilidad Angular. En efecto, la mayor *amplitud máxima de ángulo de rotor en la primera oscilación* la presenta el caso que utiliza el PSS en la generación de la barra 1 (caso Base+PSS). Respecto al *tiempo de establecimiento de la variación de la señal de los ángulos de los generadores*, el menor tiempo de establecimiento lo presenta el caso Base+TG y el caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC. Además, como era de esperar, se observa que de los dos casos con aumento de demanda, el caso que considera la utilización de los distintos elementos de control y apoyo (caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC) es el que presenta un menor tiempo de establecimiento. Respecto del *voltaje máximo y voltaje mínimo de la barra que fue cortocircuitada y el tiempo de establecimiento post falla en que la variación de voltaje entra al rango  $\pm 0.1$  (pu/s)*, el caso con menor amplitud de variación de voltaje máximo y voltaje mínimo, como era de esperar por el efecto de amortiguamiento del PSS, es el caso de demanda base usando un PSS en la generación conectada a la barra 1 (caso Base+PSS). Cabe señalar que los PSS actúan en forma rápida como consecuencia de sus parámetros o

ajuste de ellos, donde una mayor o menor influencia se podrá percibir realizando un análisis de sensibilidad de los parámetros del PSS de la Tabla 4-11. Las escalas discretas propuestas para los elementos del análisis de Estabilidad Angular no capturan las diferencias entre cada caso, entre otras cosas, porque el sistema es robusto o el lugar de la perturbación no representa el peor caso posible. Dado que el foco de esta tesis dice relación con la construcción de una métrica, es pertinente proponer el uso de escalas continuas (más adelante en este capítulo) para representar comparativamente cada caso de estudio.

Tabla 5-4: Resultados análisis de estabilidad transitoria

Casos	Base		Base+TG		Base+SVC	
	Valor calculado	I	Valor calculado	I	Valor calculado	I
<b>Estabilidad Transitoria</b>						
Amplitud Máxima ángulo de rotor primera oscilación (°)	19.73	1	16.38	1	17.29	1
Tiempo establecimiento de la variación de la señal de los ángulos de rotor está entre $\pm 0.3$ (°/s)	7.34 seg.	0.5	3.26 seg.	1	13.63 seg.	0.5
Voltaje máximo y mínimo en barra cc posterior al despeje y tiempo de establecimiento que la variación del voltaje está entre $\pm 0.1$ (pu/s)	Vmin 0.9976 Vmax 1.0356 T(seg) <4	1	Vmin 0.9919 Vmax 1.0299 T(seg) <4	1	Vmin 1.0006 Vmax 1.0350 T(seg) <4	1

Tabla 5-5: Resultado análisis estabilidad transitoria (continuación)

Casos	Base+PSS		Base+TCSC	
	Valor calculado	I	Valor calculado	I
<b>Estabilidad Transitoria</b>				
Amplitud Máxima ángulo de rotor primera oscilación (°)	19.73	1	19.27	1
Tiempo establecimiento de la variación de la señal de los ángulos de rotor está entre $\pm 1$ (°/s)	7.33 seg.	0.5	7.01 seg.	0.5
Voltaje máximo y mínimo en barra cc posterior al despeje y tiempo de establecimiento en que la variación del voltaje está entre $\pm 0.1$ (pu/s)	Vmin 1.0007 Vmax 1.0223 T(seg) <4	1	Vmin 0.9972 Vmax 1.0331 T(seg) <4	1

Tabla 5-6: Resultado análisis estabilidad transitoria (continuación)

Casos	Base+TG+SVC +PSS+TCSC		Base2		Base2+TG+SVC +PSS+TCSC	
	Valor calculado	I	Valor calculado	I	Valor calculado	I
Amplitud Máxima ángulo de rotor primera oscilación (°)	15.28	1	10.10	1	9.64	1
Tiempo establecimiento de la variación de la señal de los ángulos de rotor está entre $\pm 0.3$ (°/s)	3.76 seg.	1	5.88 seg.	0.5	3.19 seg.	1
Voltaje máximo y mínimo en barra cc posterior al despeje y tiempo de establecimiento en que la variación del voltaje está entre $\pm 0.1$ (pu/s)	Vmin 1.0010 Vmax 1.0220 T(seg) <4	1	Vmin 0.9919 Vmax 1.0299 T(seg) <4	1	Vmin 1.0360 Vmax 1.0510 T(seg) <4	1

En resumen, se puede observar para cada caso propuesto, el comportamiento del sistema al ser sometido a un cortocircuito trifásico en la barra 5 durante 6 ciclos, con despeje exitoso, donde los resultados de aplicar los índices del análisis de Estabilidad Angular de la métrica global propuesta, permiten concluir que el sistema es robusto en términos de este tipo de estabilidad.

### 5.1.3 Análisis de Estabilidad de Frecuencia

Para realizar el análisis de Estabilidad de Frecuencia se simula la salida de la mayor unidad despachada (65 MVA de la barra 1) en el instante arbitrario  $t = 5$  segundos. Cabe recordar que el generador 1 de 615 MVA de capacidad se ha descompuesto en 11 generadores de 50 MVA cada uno, más un generador de 65 MVA, siendo este último generador el que se desconectará intempestivamente en  $t = 5$  segundos.

Con esta simulación se determinará la excursión de frecuencia con respecto a la frecuencia nominal, para cada uno de los casos de estudio, y donde la métrica global utiliza 96% de la frecuencia nominal (57.6 Hz en base 60 Hz) como cota inferior aceptable de la frecuencia mínima alcanzada por el sistema según la Tabla 3-7.

Otro índice que se evalúa en el análisis de Estabilidad de Frecuencia es el ICE, índice de desempeño del error cuadrático de la frecuencia, cuyo resultado no puede superar un valor de 57,6 para ser aceptable según la Tabla 3-8.

Finalmente, se evalúa el error final de la frecuencia, cuyo valor aceptable debe ser menor al 2% de la frecuencia nominal, es decir, 1,2 Hz en base 60 Hz (Tabla 3-9).

Los resultados de la aplicación del análisis de Estabilidad de Frecuencia para cada caso de estudio son los mostrados en la Tabla 5-7, en la Tabla 5-8 y en la Tabla 5-9.

Tabla 5-7: Resultados análisis de estabilidad de frecuencia

<b>Caso</b>	<b>Base</b>		<b>Base+TG</b>		<b>Base+SVC</b>	
	Valor calculado	I	Valor calculado	I	Valor calculado	I
<b>Estabilidad de Frecuencia</b>						
Frecuencia Mínima alcanzada (Hz)	57.32	0	59.00	1	57.29	0
Índice de Desempeño (ICE)	234.95	0	16.01	1	237.10	0
Error final de frecuencia (Hz)	2.67	0	0.37	1	2.70	0

Tabla 5-8: Resultados análisis de estabilidad de frecuencia (continuación)

<b>Caso</b>	<b>Base+PSS</b>		<b>Base+TCSC</b>	
	Valor calculado	I	Valor calculado	I
<b>Estabilidad de Frecuencia</b>				
Frecuencia Mínima alcanzada (Hz)	57.32	0	57.32	0
Índice de Desempeño (ICE)	230.71	0	234.03	0
Error final de frecuencia (Hz)	2.67	0	2.67	0

Tabla 5-9: Resultados análisis de estabilidad de frecuencia (continuación)

<b>Caso</b>	<b>Base+TG+SVC +PSS+TCSC</b>		<b>Base2</b>		<b>Base2+TG+SVC +PSS+TCSC</b>	
	Valor calculado	I	Valor calculado	I	Valor calculado	I
<b>Estabilidad de Frecuencia</b>						
Frecuencia Mínima alcanzada (Hz)	59.00	1	57.33	0	59.17	1
Índice de Desempeño (ICE)	16.34	1	232.75	0	16.44	1
Error final de frecuencia (Hz)	0.37	1	2.66	0	0.36	1

Para cada elemento evaluado se muestran los valores calculados, y la columna I contiene el resultado de aplicar la escala de 0,  $\frac{1}{2}$  y 1. En el caso del análisis de Estabilidad de Frecuencia, como era de esperar, los casos que usan reguladores de velocidad (TG) al tener regulación primaria tienen un desempeño razonable en el análisis de Estabilidad de Frecuencia. El resto de los casos, al sólo depender de la respuesta natural de los generadores, tienen una fuerte caída en la frecuencia del sistema, lo que significa tener tanto un ICE mayor al valor aceptable definido en la Tabla 3-10, como un error final de frecuencia no aceptable según la Tabla 3-11. Como es de esperar, esto indica que el sistema no puede operar sin utilizar los reguladores de velocidad, puesto que un error de frecuencia mayor al 2% por un período de tiempo mayor a 90 segundos significa el desprendimiento de generación dada la Tabla del artículo 3-8 de la *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*, en proceso de revisión (CNE, 2008), donde se indican límites de operación para las unidades generadoras en escenarios de sobre y subfrecuencia.

En resumen, para efectos del análisis de Estabilidad de Frecuencia, el sistema IEEE-14 barras tiene un mal desempeño si no se considera la utilización de los reguladores de velocidad (TG), ya que sólo los casos que consideran el uso de dicho elemento de control tienen resultados razonables a la luz de los índices propuestos en la métrica global para el análisis de Estabilidad de Frecuencia.

#### **5.1.4 Análisis de Estabilidad de Voltaje**

El análisis de Estabilidad de Voltaje es intrínsecamente un fenómeno de dinámica lenta, del orden de algunos minutos, por lo que se puede aproximar por métodos estáticos basados en las ecuaciones del Flujo de Potencia, obtención de curvas PV y realizar un análisis modal del Jacobiano reducido (Kundur, 1994).

Se evalúa el margen de carga en las barras con los 5 principales consumos a partir de las

curvas PV (curvas “nariz”), donde el menor margen de carga de las barras evaluadas indica proximidad a la inestabilidad de voltaje del SEP, cuyo valor mínimo propuesto es del 50% respecto de la demanda de la barra según la Tabla 3-10.

Además, se calcula el menor valor singular del Jacobiano reducido, donde el mínimo propuesto es 0,05 según la Tabla 3-11.

Finalmente, se observa la menor reserva de potencia reactiva dinámica de las unidades de generación en régimen permanente, donde el mínimo valor de reserva reactiva propuesto debe ser al menos el 10% del límite establecido por el diagrama o carta PQ (Tabla 3-12). Cabe enfatizar que esta reserva de reactivos dinámicos proveniente de los generadores síncronos es de carácter o influencia local, específicamente sobre las barras más cercanas a la barra de generación.

Los resultados se muestran en la Tabla 5-10, Tabla 5-11 y Tabla 5-12.

Tabla 5-10: Resultados análisis de estabilidad de voltaje

<b>Casos</b>	<b>Base</b>		<b>Base+TG</b>		<b>Base+SVC</b>	
	Valor calculado	I	Valor calculado	I	Valor calculado	I
Menor Margen de Carga (%)	221	1	221	1	255	1
Menor Valor Singular	2.56	1	2.56	1	3.83	1
Menor Reserva de Q (%)	38.29	0.5	38.29	0.5	40.56	0.5

Tabla 5-11: Resultados análisis de estabilidad de voltaje (continuación)

<b>Casos</b>	<b>Base+PSS</b>		<b>Base+TCSC</b>	
	Valor calculado	I	Valor calculado	I
Menor Margen de Carga (%)	204	1	204	1
Menor Valor Singular	2.56	1	2.56	1
Menor Reserva de Q (%)	34.05	0.5	34.05	0.5

Tabla 5-12: Resultados análisis de estabilidad de voltaje (continuación)

Casos	Base+TG+SVC +PSS+TCSC		Base2		Base2+TG+SVC +PSS+TCSC	
	Valor Medido	I	Valor Medido	I	Valor Medido	I
Menor Margen de Carga (%)	255	1	186	1	221	1
Menor Valor Singular	3.83	1	2.52	1	3.79	1
Menor Reserva de Q (%)	40.56	0.5	0	0	17.08	0.5

Para cada elemento evaluado de la métrica del análisis de estabilidad de voltaje, se muestran los valores calculados, y la columna I que contiene el resultado de aplicar la escala de 0,  $\frac{1}{2}$  y 1. Se puede observar que el caso Base2, que considera un aumento en la demanda del 20%, presenta el menor desempeño de estabilidad de voltaje dado que deja a una de las unidades de generación sin potencia reactiva disponible para responder ante posibles perturbaciones. Para los demás casos de estudio, será necesario proponer una escala continua, de modo de capturar comparativamente las diferencias entre ellos.

A modo de ejemplo, la escala discreta utilizada evalúa de igual forma tener 17,08% de margen de potencia reactiva (caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC) que tener un 40.56% (caso Base+SVC y caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC).

A partir de la aplicación para cada caso propuesto, de los índices de evaluación señalados por la métrica global para el análisis de Estabilidad de Voltaje, se puede observar que el sistema IEEE-14 barras ante una variación de la demanda de un 20% opera bajo riesgo, dado que la unidad generadora de la barra 2 alcanza su límite de generación de reactivos, lo que implica que el operador del sistema debe tomar otras medidas para volver a operar en un estado razonable para enfrentar perturbaciones que afecten la Estabilidad de Voltaje del sistema.

## 5.2 Resultado final: composición de la métrica

Con la evaluación de los distintos elementos e índices de la sección anterior, se procede a realizar la composición de la métrica global de desempeño dinámico. Para esto, se suma la multiplicación de cada resultado de los elementos de la métrica por su correspondiente ponderador global (Tabla 2-8). Esto se realiza para cada caso de estudio. El resultado de esta composición se muestra en la Tabla 5-13 y Tabla 5-14. Para clasificar el estado de operación del sistema se utilizó la Tabla 2-10 de rangos propuestos para el estado de operación del SEP anteriormente establecida en el Capítulo 2.

Tabla 5-13: Síntesis de la métrica global

Factor Global		Caso	Base	Base+TG	Base+SVC	Base+PSS	Base+TCSC
0.186	m <sub>11</sub>		1	1	1	1	1
0.056	m <sub>12</sub>		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
0.102	m <sub>13</sub>		1	1	1	1	1
0.027	m <sub>21</sub>		1	1	1	1	1
0.027	m <sub>22</sub>		0.5	1	0.5	0.5	0.5
0.027	m <sub>23</sub>		1	1	1	1	1
0.180	m <sub>31</sub>		0	1	0	0	0
0.180	m <sub>32</sub>		0	1	0	0	0
0.060	m <sub>33</sub>		0	0.5	0	0	0
0.052	m <sub>41</sub>		1	1	1	1	1
0.052	m <sub>42</sub>		1	1	1	1	1
0.052	m <sub>43</sub>		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
<b>Índice Global</b>			<b>51.2%</b>	<b>94.6%</b>	<b>51.2%</b>	<b>51.2%</b>	<b>51.2%</b>
<b>Estado del sistema</b>			<b>Alerta</b>	<b>Normal</b>	<b>Alerta</b>	<b>Alerta</b>	<b>Alerta</b>

Tabla 5-14: Síntesis de la métrica global (continuación)

Factor Global		Caso	Base+TG+SVC +PSS+TCSC	Base2	Base2+TG+SVC +PSS+TCSC
0.186	m <sub>11</sub>		1	1	1
0.056	m <sub>12</sub>		0.5	0.5	0.5
0.102	m <sub>13</sub>		1	1	1
0.027	m <sub>21</sub>		1	1	1
0.027	m <sub>22</sub>		1	0.5	1
0.027	m <sub>23</sub>		1	1	1
0.180	m <sub>31</sub>		1	0	1
0.180	m <sub>32</sub>		1	0	1
0.060	m <sub>33</sub>		0.5	0	0.5
0.052	m <sub>41</sub>		1	1	1
0.052	m <sub>42</sub>		1	1	1
0.052	m <sub>43</sub>		0.5	0	0.5
<b>Índice Global</b>			<b>94.6%</b>	<b>48.6%</b>	<b>94.6%</b>
<b>Estado del sistema</b>			<b>Normal</b>	<b>Alerta</b>	<b>Normal</b>

Como era de esperar, dado el sesgo inicial propuesto por el criterio experto utilizado para privilegiar el desempeño en frecuencia, los casos que cuentan con el apoyo de los reguladores de velocidad son notablemente mejor evaluados.

La Figura 5-1 muestra el detalle de la composición de la métrica como gráfico de barras para cada caso.

Se puede observar gráficamente en la Figura 5-1 el efecto positivo que logran los reguladores de velocidad en el caso Base+TG, caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC y el caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC.

Cabe mencionar que las escalas discretas utilizadas hasta ahora tienen un efecto negativo en el sentido de obtener una índice global que permita medir comparativamente entre los distintos casos propuestos. Por ejemplo, al ser discretas las escalas, no se puede comparar correctamente la mejora que introduce el SVC como apoyo a la barra 14.

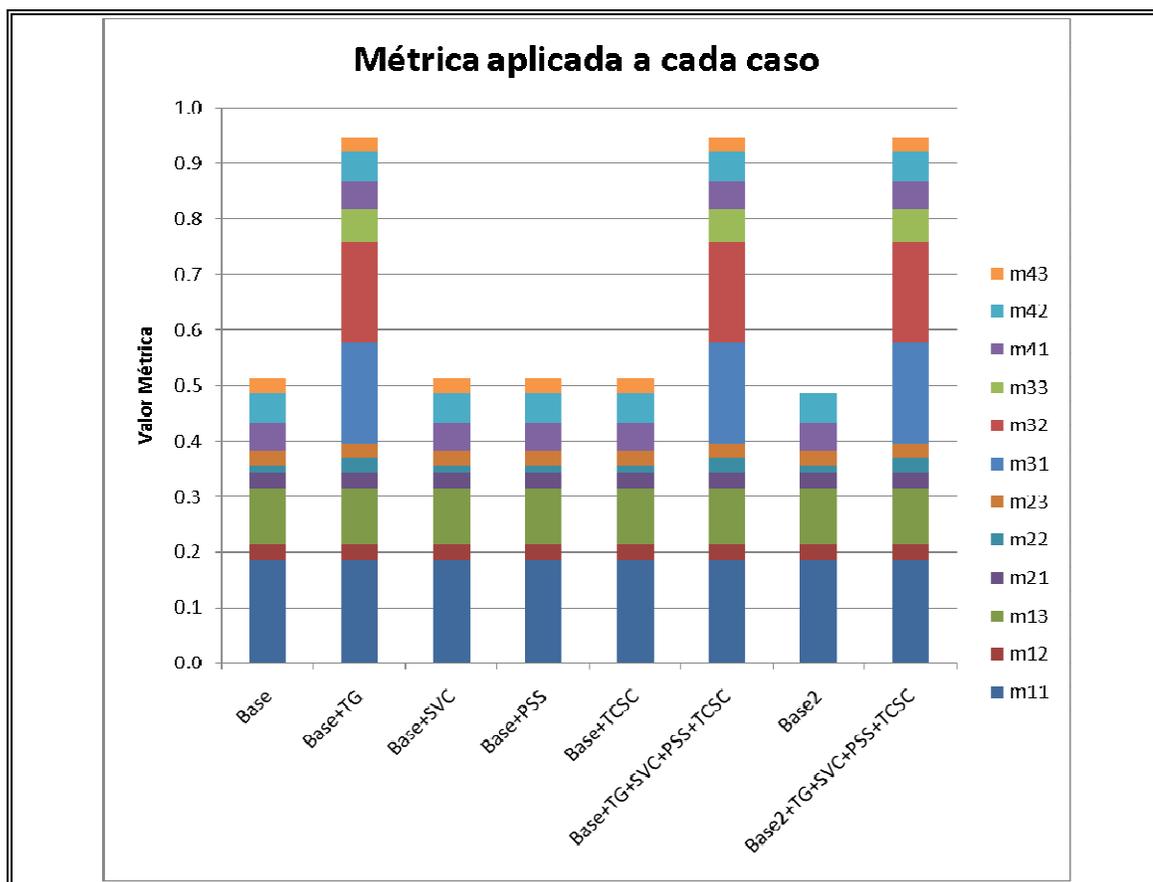


Figura 5-1: Composición y detalle por elemento de la métrica para cada caso de estudio

Para observar el efecto que puede tener el uso de una escala continua respecto del uso de una escala discreta, se proponen los siguientes cambios en las escalas de algunos elementos de la métrica. Cabe señalar que todas las nuevas escalas propuestas son lineales por ser una primera aproximación, pero es factible desarrollar escalas con otro tipo de relaciones no lineales.

Para la escala del elemento  $m_{12}$  que mide la *magnitud de voltaje en régimen permanente*, dado que todos los voltajes de operación están dentro del intervalo 0,94 y 1,06 (pu), se

propone usar la siguiente escala. Sea  $x$  el módulo del rango de operación de los voltajes, y sea  $f(x)$  el valor que asigna la escala,

$$f(x) = \begin{cases} 1 & \text{si } x > 0.04 \\ \frac{4}{3} + \frac{50}{6}x & \text{si } 0.04 \leq x \leq 0.1 \\ 0 & \text{si } 0.1 < x \end{cases}$$

Es decir, se utilizará una recta para asignar los valores en forma lineal entre  $\frac{1}{2}$  y 1 según el tamaño del rango de voltajes  $x$ .

Para el caso del elemento  $m_{22}$  que mide el tiempo de *amortiguamiento de los ángulos de rotor* se propone el uso de la siguiente escala. Sea  $x$  el tiempo en que la derivada de la señal de los ángulos de rotor entran dentro del rango  $\pm 0.3$  ( $^{\circ}/s$ ), y sea  $f(x)$  el valor que asigna la escala,

$$f(x) = \begin{cases} 1 & \text{si } x < 5 \\ \frac{5}{4} + \frac{1}{20}x & \text{si } 5 \leq x \leq 15 \\ 0 & \text{si } 15 < x \end{cases}$$

donde nuevamente se utiliza una recta para asignar linealmente los valores entre  $\frac{1}{2}$  y 1 de la escala.

Finalmente, para el elemento de la métrica  $m_{43}$  que mide el *margen de reserva de potencia reactiva* en los generadores, se propone el uso de la siguiente escala. Sea  $x$  la mínima reserva reactiva (%) observada en los generadores,

$$f(x) = \begin{cases} 1 & \text{si } 50 < x \\ \frac{x}{40} - \frac{1}{4} & \text{si } 10 \leq x \leq 50 \\ 0 & \text{si } x < 10 \end{cases}$$

Haciendo nuevamente una signación lineal de los valores de la escala entre 0 y 1.

Los nuevos valores para el Índice Global de cada uno de los casos de estudio obtenidos al aplicar la métrica con las nuevas escalas propuestas se muestran en las siguientes

Tablas (Tabla 5-15 y Tabla 5-16).

Tabla 5-15: Síntesis del índice global usando las nuevas escalas propuestas

Factor Global		Caso	Base	Base+TG	Base+SVC	Base+PSS	Base+TCSC
0.186	m11		1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
0.056	m12		0.6779	0.6775	0.8308	0.6733	0.6733
0.102	m13		1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
0.027	m21		1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
0.027	m22		0.8830	1.0000	0.5685	0.8835	0.8995
0.027	m23		1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
0.180	m31		0.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.180	m32		0.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.060	m33		0.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.052	m41		1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
0.052	m42		1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
0.052	m43		0.7073	0.7073	0.7640	0.6013	0.6013
<b>Índice Global</b>			<b>54.3%</b>	<b>96.7%</b>	<b>54.6%</b>	<b>53.7%</b>	<b>53.7%</b>
<b>Estado del sistema</b>			<b>Alerta</b>	<b>Normal</b>	<b>Alerta</b>	<b>Alerta</b>	<b>Alerta</b>

Tabla 5-16: Síntesis del índice global usando las nuevas escalas propuestas

(continuación)

Factor Global		Caso	Base+TG+SVC +PSS+TCSC	Base2	Base2+TG+SVC +PSS+TCSC
0.186	m11		1.0000	1.0000	1.0000
0.056	m12		0.8308	0.5775	0.6775
0.102	m13		1.0000	1.0000	1.0000
0.027	m21		1.0000	1.0000	1.0000
0.027	m22		1.0000	0.9560	1.0000
0.027	m23		1.0000	1.0000	1.0000
0.180	m31		1.0000	0.0000	1.0000
0.180	m32		1.0000	0.0000	1.0000
0.060	m33		1.0000	0.0000	1.0000
0.052	m41		1.0000	1.0000	1.0000
0.052	m42		1.0000	1.0000	1.0000
0.052	m43		0.7640	0.0000	0.1770
<b>Índice Global</b>			<b>97.8%</b>	<b>50.3%</b>	<b>93.9%</b>
<b>Estado del sistema</b>			<b>Normal</b>	<b>Alerta</b>	<b>Normal</b>

Se puede observar de la Tabla 5-15 y de la Tabla 5-16 que el aporte del uso de un SVC en la barra 14 se ve representado por un mayor valor en el índice global en el caso Base+SVC, caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC y en el caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC, respecto al valor del índice global calculado anteriormente con las escalas discretas.

La Figura 5-2 permite observar gráficamente los aportes por cada elemento de la métrica calculada con las nuevas escalas propuestas.

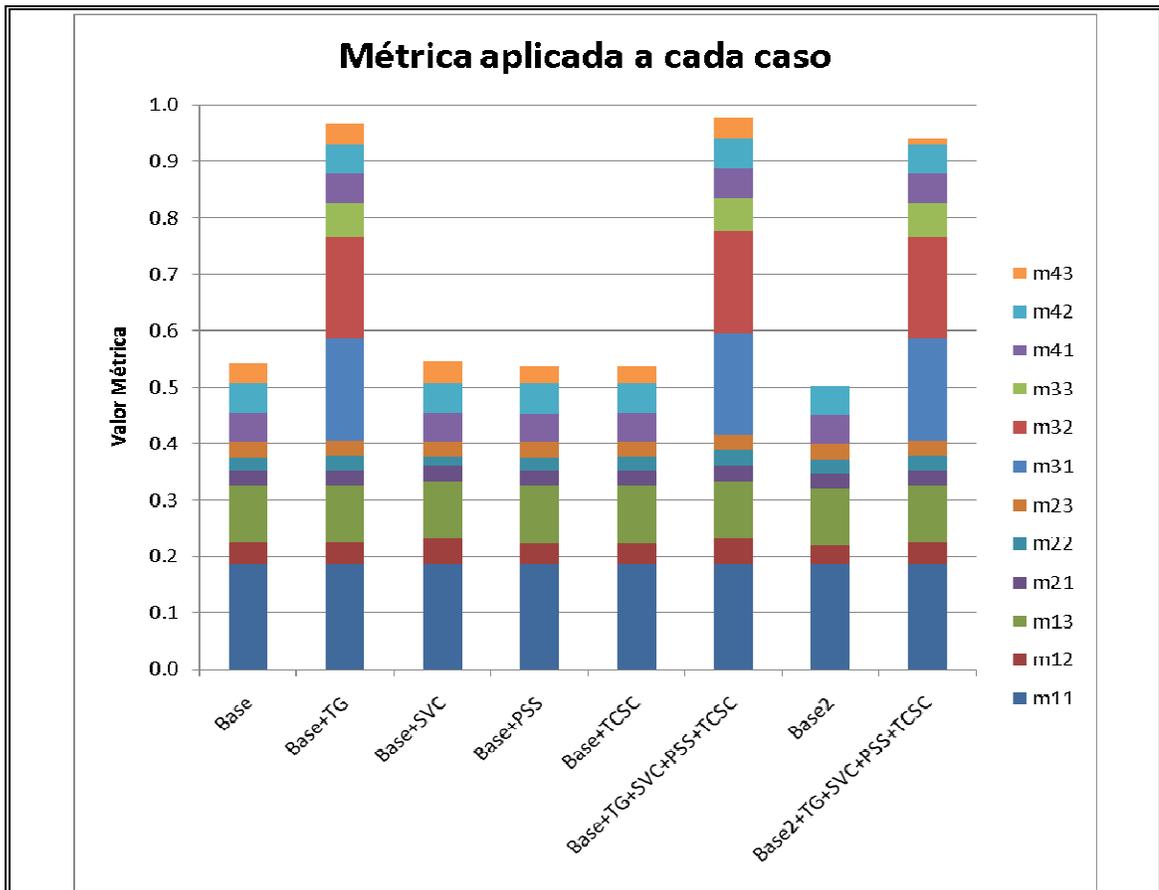


Figura 5-2: Composición y detalle por elemento de la métrica global para cada caso propuesto usando las nuevas escalas

Como era de esperar, se puede observar de la Tabla 5-15, Tabla 5-16 y Figura 5-2 como se diferencia algunos casos en el valor final de la métrica producto principalmente de la nueva escala propuesta para el *menor margen de potencia reactiva (%)* de los generadores.

Uno de los resultados visibles de la utilización de la métrica de desempeño dinámico en cada uno de los casos evaluados, con las nuevas escalas continuas propuestas, es la posibilidad de establecer un orden de prioridad respecto de las acciones de actualización (e.g. “upgrade”) que se pueden realizar en el SEP IEEE-14 barras, para lograr mejoramientos de su respuesta dinámica

Ordenadas las acciones respecto a cuánto mejoran el desempeño dinámico del sistema según la métrica propuesta y los recursos dinámicos disponibles, es obvio utilizar los reguladores de velocidad en el SEP IEEE-14 barras, luego se puede considerar el apoyo de un SVC en la barra 14, y finalmente el uso de un PSS en el generador de la barra 1 y el uso de un TCSC para mejorar la capacidad de transferencia de potencia activa por la línea 5-4. En relación al uso de los PSS, cabe señalar dos aspectos: i) el uso de PSS es obligatorio en la mayoría de los sistemas interconectados (cualquiera que sea su tamaño o demanda máxima siempre que dispongan de unidades mayores a 10 MW y ii) el uso de los PSS, requiere de la optimización y actualización periódica de sus parámetros, para lograr el máximo beneficio técnico en su aplicación al SEP. Ciertamente, todas las acciones propuestas para mejorar el desempeño dinámico del SEP conllevan inversiones que se deben programar para poder realizar las mejoras, por lo que contar con un método para cuantificar su impacto ayuda también a ordenar las decisiones de inversión para preparar el SEP en estudio ante cambios de demanda o escenarios de operación con mayor “stress”.

## **6 CONCLUSIONES**

Esta tesis desarrolló y aplicó una métrica global de desempeño dinámico a un sistema eléctrico de potencia, considerando la inclusión de dispositivos modernos de control (e.g. SVC, TCSC, PSS, etc) y el uso de elementos constitutivos del AHP (Proceso Jerárquico Analítico).

Respecto de la aplicación de la métrica global de desempeño dinámico se puede concluir que la diversidad de los índices que la componen, asociados a los distintos tipos de análisis técnicos, los cuales cubren la operación del sistema eléctrico desde los primeros instantes de ocurrida una perturbación hasta que se ha establecido la operación en régimen permanente, permiten tener una visión integral de lo que sucede en el sistema a través de la cuantificación (e.g. métrica) del desempeño dinámico de éste, ante la ocurrencia de un conjunto de contingencias o perturbaciones.

En un aspecto relativo a su desarrollo e implementación, el Proceso Jerárquico Analítico (AHP) utilizado, en su esencia, se basa en procedimientos matemáticos conocidos para determinar los ponderadores de los índices individuales que conforman la métrica global, tales como el vector propio y el valor propio. Como se explicó en esta Tesis, a partir del conocimiento de los valores y vectores propios se logra traducir los aspectos de evaluación cualitativos de un problema en una evaluación cuantitativa, lo que lo hace simple de entender y aplicar a una métrica de desempeño dinámico de sistemas eléctricos.

### **6.1 Conclusiones generales**

La métrica global desarrollada está constituida por cuatro elementos, los cuales reflejan las principales características responsables del comportamiento dinámico de un SEP.

Estos cuatro elementos constituyentes son: Estabilidad Angular o Electromecánica; Estabilidad de Frecuencia, Estabilidad de Voltaje y Estado Pre-falla.

Para dar robustez matemática a la construcción de la métrica global de desempeño dinámico, se propuso la utilización de un método para construir un índice global a través de ponderadores individuales de un conjunto de índices técnicos asociados a la operación estática y dinámica de un sistema eléctrico de potencia. El método utilizado se basa en elementos constitutivos del AHP, donde los ponderadores individuales no se obtienen por simple ajuste de parámetros en forma empírica, sino, por la aplicación de criterios de comparación a pares. Cuando el experto realiza las comparaciones a pares define las dominancias de cada elemento respecto al objetivo de medir el desempeño dinámico de un sistema eléctrico de potencia.

Por otra parte, al utilizar la matemática objetiva del AHP, se pudo procesar la subjetividad involucrada al usar ponderadores sin justificación aparente, en la métrica global de desempeño dinámico propuesta. La metodología contribuyó a presentar una solución al complejo problema de medir el desempeño dinámico de un SEP mediante la estructuración de una jerarquía de criterios por tipos de análisis. Además, explica de forma explícita los juicios del experto a través de la matriz de comparación a pares y finalmente genera las prioridades o ponderadores de cada elemento o índice. Una vez obtenidos los ponderadores de cada elemento, se realiza la composición de la métrica global de desempeño dinámico, sumando el producto de: i) aplicar o evaluar el elemento, ii) el ponderador de dicho elemento, iii) el ponderador del tipo de análisis al cual pertenece el elemento; pasando de tener un conjunto multivariado de elementos, a una única expresión adimensional o métrica global que refleja el desempeño dinámico del sistema eléctrico de potencia estudiado.

A partir del trabajo realizado se puede concluir que las matrices de comparación a pares son un método fácil de utilizar y que permiten documentar el conocimiento experto de quien construye la métrica, ya que explicitan la evaluación técnica del experto que suscribe la métrica global propuesta para medir el desempeño dinámico de un SEP. En efecto, se logró realizar las comparaciones basadas en expresiones de importancia o dominancia (usando la *Tabla 1-1: intensidades para comparar importancias*), con lo que los criterios del experto pueden ser leídos por otros actores o interesados que podrían no tener el nivel de conocimiento en el área de aplicación de la métrica que el experto sí posee.

Para aplicar la métrica global de desempeño dinámico desarrollada en esta tesis, se definieron ocho casos de estudio basados en el SEP IEEE-14 barras. Algunos de los casos de estudio definidos no responden a casos prácticos, ya que no cumplen con los criterios técnicos conocidos de la buena práctica de diseño y operación de los SEP, pero se consideraron por motivos didácticos y de comparación. Por ejemplo, es sabido que cada generador necesita de un regulador de velocidad para tener un desempeño satisfactorio en la regulación primaria de frecuencia o que una unidad de generación por sobre los 50 MW necesitará incluir en su regulador de tensión la señal proveniente de un PSS para mejorar su desempeño dinámico en los casos de estudio correspondientes a la Estabilidad Angular.

Al evaluar los indicadores del estado pre-falla de la métrica global de desempeño dinámico del SEP IEEE-14 barras a los distintos casos de estudio, se observó que las escalas discretas utilizadas para cada uno de los índices individuales no permiten diferenciar lo suficiente entre casos que tengan un desempeño dinámico parecido. Se propuso usar una escala continua en uno de los indicadores del estado pre-falla para ver su efecto sobre los resultados de la métrica global de desempeño dinámico, obteniéndose una mejoría no significativa en el valor de la métrica global ya que el ponderador de dicho indicador es del orden de sólo un 5,6% del resultado final.

Además, al evaluar los indicadores de Estabilidad Angular, se pudo observar que el sistema tiene un buen desempeño dinámico en el ámbito de la Estabilidad Angular, dado que el caso base, sin considerar ninguno de los elementos nuevos al SEP, obtuvo buenos resultados en los indicadores de Estabilidad Angular. Además, la métrica fue capaz de evidenciar que el PSS no fue sometido a un proceso de optimización de sus parámetros, ya que el desempeño dinámico del PSS en el horizonte de tiempo típico, asociado a la Estabilidad Angular, no fue el esperado para un dispositivo de este tipo.

La evaluación de los indicadores de Estabilidad de Frecuencia constitutivos de la métrica global de desempeño dinámico, como era de esperar, permitieron distinguir los casos de estudio de tipo didácticos de los casos de estudio realistas. Los casos de estudio de tipo realistas son aquellos que utilizan reguladores de velocidad en las unidades generadoras, lo que permite obtener una respuesta aceptable en términos de la regulación primaria de frecuencia. Los casos didácticos fueron discriminados por la métrica global utilizada con bajos resultados en los indicadores de Estabilidad de Frecuencia.

Finalmente, al evaluar los indicadores de Estabilidad de Voltaje incorporados en la métrica global de desempeño dinámico, se visualiza a través de los resultados que el mejor desempeño de los casos realistas con demanda base lo obtiene el caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC, dado que considera el uso de SVC, donde mejora el índice que refleja la *menor reserva de potencia reactiva*, al contar con apoyo de reactivos en las barras eléctricamente cercanas a la barra 14.

Por otra parte, en el caso de estudio que consideraba un aumento de la demanda (MW) sobre el caso base en un 20%, sin apoyo de otros dispositivos, el valor de la métrica global obtiene la peor evaluación, ya que el generador de la barra 2 en la evaluación del Estado Pre-falla, debe entregar toda su potencia reactiva, quedándose sin reserva para enfrentar nuevas perturbaciones que afecten la Estabilidad de Voltaje del SEP.

Por otra parte, para un operador de un SEP, la métrica puede servir como una herramienta de evaluación rápida, por ejemplo, de los parámetros que deben tener los reguladores de velocidad, asociados a las nuevas unidades generadoras que se incorporan al SEP, como también cualquier otro dispositivo de control perteneciente a la familia FACTS, que en los últimos años comienzan a incorporarse con mayor frecuencia en los sistemas interconectados, pudiendo evaluar el impacto de ellos en el índice global de desempeño dinámico, de manera que, si el resultado de la evaluación no refleja mejoramientos significativos, entonces se debe ordenar que el tipo de regulador de velocidad del generador o cualquier otro dispositivo de control que se incorpora al SEP sea cambiado.

Al proyectar el uso de esta metodología, se puede decir que hay muchos casos donde es posible expresar *complejos modelos técnicos* en frases de comparación a pares, fáciles de leer por otros interesados sin sacrificar la medición que el índice o métrica global de desempeño dinámico busca realizar. Esto otorga una herramienta que puede ser aprovechada por quien suscribe una métrica como la que se utilizó en este trabajo, tales como una empresa o un ente regulador definiendo políticas para un sistema eléctrico, en sectores como la generación/transmisión, haciendo tácito para todos los participantes, el usar un conjunto de herramientas de medición e índices de desempeño dinámico integrados en una métrica global.

Finalmente, se puede concluir del presente trabajo que la metodología propuesta, basada en los elementos constitutivos extraídos del Proceso Jerárquico Analítico (AHP), es un marco de trabajo sencillo de utilizar que no sacrifica precisión de la heurística que el experto desea plasmar en la métrica en estudio. También otorga mayor robustez a los ponderadores ya que se obtienen desde elementos matemáticos objetivos, exigiendo además, sistematicidad en su elaboración debido a que se apoya en el uso de matrices de comparación a pares, por tanto, ofrece una ayuda al experto al construir la métrica, y

facilita la lectura y comunicación para otros actores interesados del conocimiento relevante de quién construye la métrica global en cuestión.

## **6.2 Sugerencias para trabajos futuros**

Al aplicar elementos de AHP a un problema, se parte de la base de que es factible ordenarlo de forma jerárquica, por ejemplo, según un eje de duración de la evolución temporal de la(s) variable(s) después de ocurrida una perturbación. Una forma jerárquica supone que no hay retroalimentación entre los elementos que la componen, por ejemplo, los tres tipos de estabilidad y el estado pre-falla. Suponer que no hay retroalimentación entre los elementos de una métrica es necesario para generar un primer modelo frente a un tema complejo como es proponer una métrica global de desempeño dinámico. Se sugiere para un trabajo futuro levantar la condición de no existencia de retroalimentación entre elementos, por lo que se debe investigar tanto el problema del desempeño dinámico como los fundamentos matemáticos para generalizar hacia un modelo de redes la métrica global de desempeño dinámico desarrollada en esta tesis con un modelo jerárquico.

Para aplicar la métrica global de desempeño dinámico se escogió el SEP IEEE-14 barras, sistema utilizado en varias investigaciones de mediano tamaño, cuyos datos son accesibles para reproducir las simulaciones ejecutadas en esta tesis. Gracias a la ley chilena *Sobre Acceso a la Información Pública 20.285*, publicada el 20 de Agosto del año 2008, se abre la posibilidad de que en un trabajo futuro, se aplique la métrica desarrollada en esta tesis a los sistemas reales existentes en nuestro país. Al tener acceso a la información de los sistemas actuales existentes en el país, es posible reproducir con

datos reales, las unidades generadoras, controladores y otros dispositivos de importancia para una correcta modelación.

Además, desde el punto de vista de la planificación de la expansión de la red de transmisión troncal, se podría utilizar la métrica global de desempeño dinámico para estudiar el impacto de utilizar distintas capacidades en el TCSC asociado a una determinada línea de transmisión, para aumentar las capacidades de transferencia de potencia de ésta y al mismo tiempo mejorar la respuesta dinámica del SEP en sus variables principales, o bien, estudiar la inserción de varios TCSC en forma simultánea para optimizar las transferencias en dos o más líneas de transmisión y evaluar su impacto dinámico en el SEP.

Otra línea de investigación se refiere a cuantificar en la métrica global el impacto de incorporar controles suplementarios en la operación de uno o más equipos SVC, de manera de atenuar las oscilaciones de baja frecuencia (e.g.  $< 2$  Hz) del SEP.

Cabe señalar que la utilización de escalas trivalentes (0; 0,5; 1) puede ser suficiente para caracterizar los casos de estudio que se someten a una métrica global de desempeño dinámico, además de resolver dicho problema con sencillez. Pero si el experto resolviese utilizar escalas pentavalentes como por ejemplo (0; 0,25; 0,5; 0,75; 1), si bien, el problema se resolverá con una mayor complejidad, se puede obtener mayor precisión. En efecto, al realizar una comparación de los casos realistas utilizando escalas con cinco grados de diferenciación, se logra una mayor precisión en la evaluación de cada uno de los indicadores que componen la métrica global de desempeño dinámico. Por ejemplo, al observar el indicador *Magnitud de Voltaje en Régimen Permanente* del análisis de condición pre-falla, donde dicho indicador evalúa la dispersión de la magnitud de voltaje en las barras, el caso que utiliza todos los elementos de apoyo (TG, SVC, PSS, TCSC) con demanda base obtiene un puntaje de 0.75 frente a 0.5 que obtiene el caso que utiliza todos los elementos de apoyo pero con un aumento de la demanda de un 20%, ya que

evidentemente el caso con menor demanda tiene menor exigencia de reactivos para mantener los voltajes en el rango de operación admisible. Aún así, existen elementos que no son del todo bien diferenciados, tal como la *menor reserva de potencia reactiva*, donde el caso con aumento de demanda de 20% y uso de todos los elementos de apoyo (TG, SVC, PSS y TCSC) obtiene una puntaje de 0, siendo que la unidad generadora de la barra 2 cuenta aún con un 17 % de margen para entregar potencia reactiva al SEP para responder ante una perturbación que afecte la Estabilidad de Voltaje.

No se puede dejar de mencionar la posibilidad de considerar en futuros trabajos la utilización de la lógica de conjuntos difusos, por ejemplo, en la entrada de alguno de los índices donde una escala discreta determinística puede ser poco representativa de la evaluación real que un experto podría realizar, y donde los umbrales de decisión difusos tengan sentido al aplicar un índice.

**BIBLIOGRAFÍA**

- ANDERSON, P., Y FOUAD, A. (1994) *Power System Control and Stability*. IEEE Press, Power System Engineering Series.
- CAMMESA (2001) Criterios de Desempeño en Estudios Eléctricos. Estabilidad Estacionaria y Estabilidad Transitoria. *Documento preliminar*.
- CAÑIZARES, C. (2000) Power Flow and Transient Stability Models of FACTS Controllers for Voltage and Angle Stability Studies. *IEEE/PES WM Panel on Modeling, Simulation and Applications of FACTS Controllers in Angle and Voltage Stability Studies*, Singapur, Enero 2000.
- CNE (2008) Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, Chile, Febrero 2008.
- DORF, R. (1995) *Modern Control Systems*. Addison-Wesley, 1995.
- FINK, L.H. y CARLSEN K. (1978) Operating Under Stress and Strain. *IEEE Spectrum*, pp. 48-53, Marzo 1978.
- GARUTI C. y ESCUDEY M. (2005) *Toma de Decisiones en Escenarios Complejos*. Editorial Universidad de Santiago, Chile, 2005.
- GASS S. (2004) Model World: The Great Debate – MUAT versus AHP. *MCDM 2004*, Whistler, B.C., Canada, 6-11 Agosto 2004.
- HIRST, E. Y KIRBY, B. (1997) Creating Competitive Markets for Ancillary Services. *Oak Ridge National Laboratory*.
- HIRST, E. Y KIRBY, B. (1998) The Functions, Metrics, Cost, and Prices for Three Ancillary Services. *Oak Ridge National Laboratory*.

IEEE (1997). Proposed terms and definitions for flexible AC transmission system(FACTS), *IEEE Transactions on Power Delivery*, Volume 12, Issue 4, October 1997, paginas 1848-1853.

IEEE POWER SYSTEM STABILITY SUBCOMMITTEE (2001). Voltage Stability Assesment, Procedures and Guides. *Special Publication*, Enero 2001.

KODSI, S. y CAÑIZARES, C. (2003) Modeling and Simulation of IEEE 14 Bus System With FACTS Controllers, *Reporte Técnico*, ON, Canada, Universidad de Waterloo, Marzo 2003.

KUNDUR, P. (1994) *Power system Stability and Control*. Electric Power Research Institute(EPRI), Power System Engineering Series, Mc Graw-Hill, Inc.

MILANO, F. (2008) Power System Analysis Toolbox Documentation for PSAT version 2.0.0, February 14, 2008.

POVH, D. (2000) Use of HVDC and FACTS. *Proceedings of the IEEE*, Vol. 88, No 2, pp. 235-245, Febrero 2000.

RIOS, S. RAINERI, R. y ROCA, M.(2005) Dynamic performance and resource mixmodification in competitive environments. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, pp. 770- 779, Noviembre 2005.

SAATY, T.L.(1999) Fundamentals of the Analytic Network Process. *ISAHP 1999*. Kobe, Japan. 12-14 Agosto 1999.

SAATY, T.L. (2000) , *Fundamentals of the Analytic Hierarchy Process*. RWS Publications, USA, 2000.

SAATY, T.L. (2001) , The Analytic Network Process, Decision-making with Dependence and Feedback. RWS Publications, USA, 2001.

SAATY, T.L. (2003) Decision-making with the AHP: Why is the principal eigenvector necessary. European Journal of Operational Research, Volume 145, número 1, 85-91. 2003.

SAATY, T.L. (2004) Scale from Measurement Not Measurement from Scales!. MCDM 2004, Whistler, B.C., Canada, 6-11 Agosto 2004.

VITTAL, V. (2000) Consequence and Impact of Electric Utility Industry restructuring on Transient Stability and Small Signal Stability Analysis. Proceedings of the IEEE, Vol. 88, N° 2, Febrero 2000.

YOUSSEF, R. (1995) Implicit generator and SVC modelling for contingency scheduling of reactive power dispatch. Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings. Vol. 142, No. 5, Septiembre 1995.

**7 ANEXOS**

## **ANEXO A: EL SIGNIFICADO DE MEDIR**

Dado que el esfuerzo que se desea concretar es conseguir una métrica robusta, es necesario adentrarse en el significado real de medir.

Según la Real Academia Española, la palabra medida tiene entre otros significados los siguientes:

- Acción y efecto de medir.
- Expresión del resultado de una medición.
- Cada una de las unidades que se emplean para medir longitudes, áreas o volúmenes de líquidos o áridos.
- Proporción o correspondencia de algo con otra cosa.
- Grado, intensidad.

Es importante notar que en el ejercicio general se presupone la existencia previa de una escala para realizar las medidas. Esto restringe el sentido de medida a lo tangible o físicamente representable, lo cual no es cierto en todos los casos.

Si se estudia con detención el tema, se puede observar que medir no siempre implica la aplicación de números, ya que también puede implicar la asignación de conceptos. Detrás de las mediciones, siempre existe la idea de comparación, mayor que, menor que, igual a. Lo importante es que al orden se debe sumar un sentido de mérito capaz de aplicar el orden para la selección de uno de los elementos medidos.

En el caso de las mediciones prácticas, usualmente existe un cero, la unidad, y se presenta con intervalos regulares. Esto facilita la aritmética sobre el espacio de observación. Pero presumir la existencia del cero y la unidad no es del todo correcto.

Ejemplo de estas observaciones son las escalas que la física arroja como resultado de la

interpretación de la realidad. Muchas veces, producto del análisis físico se llega a expresiones en las cuales el cero, como en el caso del potencial eléctrico, puede ser arbitrariamente definido. Además, la unidad depende del sistema de coordenadas que se utiliza para representar la unidad.

Esto obliga a que las mediciones representen la aplicación de una fórmula o patrón en forma unívoca a cada tipo de objeto o característica. La representación del número puede ser arbitraria, pero la contribución de la medida como interpretación de su significancia y la interpretación frente a un objetivo, dejan de ser arbitrarios. Esto equivale a la asignación de cero en el potencial eléctrico y un sistema de coordenadas que de sentido a los números.

Respecto a las escalas, aparte del uso de medición que se les puede dar, se debe prestar atención a las propiedades matemáticas de la misma y a cuya medición se relaciona.

En general se piensa en la escala como un patrón para determinar peso o longitud. La definición abstracta va un poco más allá. Matemáticamente la escala es una triplete compuesta por el conjunto de objetos, un conjunto de números y una transformación desde los objetos hacia los números. Esto no descarta el utilizar los mismos números como conjunto de objetos, lo que en la práctica significa obtener una escala más abstracta aún, capaz de determinar los números que se admiten en una medición particular. Esto se llama escala de medición.

Formalmente se identifican varios tipos de escalas (Saaty, 2004). Se pueden mencionar las siguientes.

*Escala Nominal*, es la típica escala de correspondencia, como por ejemplo, nombre versus número de teléfono.

*Escala Ordinal*, invariante bajo transformaciones monótonas de modo de indicar orden.

*Escala de Intervalos*, invariantes bajo transformación lineal positiva,  $y=ax+b$ . El ejemplo típico es la transformación de grados Celsius a grados Fahrenheit.

*Escala de proporciones*, invariante bajo transformaciones homogéneas,  $y=ax$ ,  $a>0$ . En esta escala el cero no corresponde a la medición de un objeto real. En el caso de la escala de intervalos si es posible determinar un cero como medición real, dependiendo de la escala.

*Escala Absoluta*, invariante bajo la transformación de identidad  $x=x$ . Los números reales utilizados para resolver ecuaciones pertenecen a una escala absoluta.

Los números reales y naturales surgen de la relación y correspondencia entre ellos y el uso de una unidad, no necesitando el uso de un cero arbitrario, ya que el cero es producto de correspondencia y la unidad.

Las mediciones en una escala de proporciones pueden ser sumadas. Las mediciones de una escala de proporciones divididas entre si pertenecen a una escala absoluta.

Cabe destacar que la existencia del cero para una escala absoluta sólo tiene un efecto facilitador en el uso de la escala de modo de indicar la ausencia.

El problema de enfrentar situaciones complejas no precisa el uso de escalas ordinales, sino el uso de mediciones mentales del tipo cardinal, por tanto, solicita la comparación. Esto genera un tipo de escala especial llamada *escala relativa*.

Se puede observar de la realidad que al comparar más de cierto número de objetos entre sí, el ser humano comienza a converger en la inconsistencia ordinal, y de paso, la inconsistencia cardinal (Saaty, 2001).

Dado que el sentido de medición que usaremos tiene relación con variables medidas

físicamente, no debemos dejar de lado el sentido de orden necesario para que las operaciones y el resultado obtenido de ellas tenga un significado práctico.

Esto hace necesario una metodología capaz de ordenar, pero no necesariamente que respete la cardinalidad total del sistema. Esto tiene lógica si se piensa en la dificultad que puede tener el determinar jerarquías con muchos elementos, además de que en la realidad las cosas pueden no tener una característica totalmente transitiva en todas sus dimensiones (Gass, 2004).

## **ANEXO B: FUNDAMENTOS DEL AHP**

La búsqueda y el desarrollo de un sistema matemáticamente robusto para la toma de decisiones llevó al desarrollo de una metodología apropiada para los efectos de componer valores representativos como escala comparativa.

Este modelo presenta varias características ventajosas frente a otros métodos de enfrentar problemas de elección compleja, desde un punto de vista simple y fácil de utilizar.

El autor del método ha sido capaz de desarrollar todo un marco teórico y de aplicación, para facilitar la forma de utilizar el método, con un sentido matemático estricto y práctico.

Supongamos que tenemos “n” criterios para evaluar “m” opciones. Queremos saber cual de todas las “m” opciones frente a los criterios es la preferible.

El método propone comparar cada criterio respecto a los otros. Esto obliga a documentar en los números la forma de pensar del experto que realiza la operación de interés. Por otra parte, la comparación de a pares permite tener un manejo más amigable al hacer las comparaciones.

Sea  $a_{ij}$  el valor de la comparación entre el criterio  $i$ -ésimo y el criterio  $j$ -ésimo. Un criterio comparado con el mismo, se asocia con la unidad. Es decir, un criterio es igual de importante que el mismo.

Si el criterio  $i$  es  $k$  veces más preferible que el criterio  $j$ ,

$$a_{ij} = k \tag{B.1}$$

Esto obliga que por transitividad,

$$a_{ij} = \frac{1}{k}, \quad (\text{B.2})$$

esto excluye  $k=0$ .

Otra forma de entender la comparación es hablando de dominancia entre los criterios. Cuanto domina uno sobre otro.

Si sólo existen dos criterios, es fácil realizar la matriz y que sea consistente. Pero al agregar un criterio más, la matriz de comparación puede no ser coherente, es decir, puede no cumplirse la siguiente condición,

$$a_{ij} = h \wedge a_{jk} = l \Leftrightarrow a_{ik} = lh \quad (\text{B.3})$$

o mejor dicho,

$$a_{ij} a_{jk} = a_{ik} \quad (\text{B.4})$$

Suponiendo que se realizan las comparaciones entre los criterios en una matriz A,

$$A = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ \frac{1}{a_{12}} & 1 & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{1}{a_{1n}} & \frac{1}{a_{2n}} & \cdots & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{B.5})$$

Se puede entonces, a partir de la matriz A y usando el acercamiento del vector propio, encontrar la relación de dominancias, o ponderadores locales relativos, que permite componer en relación a las comparaciones binomiales de la matriz A. El valor propio entrega un punto de estabilidad frente a la composición respecto a los criterios reflejado en el vector propio correspondiente. El vector propio (vector de pesos) resultante refleja el criterio de quien toma la decisión, es decir, quien desarrolló la comparación binomial de las opciones en la matriz de comparación A (Saaty, 2001). Además el método

presenta como ventaja la posibilidad de comparar ordenadamente los distintos criterios, de modo de facilitar el análisis de una forma natural e intuitiva.

El calcular el valor propio principal de la matriz implica en términos prácticos que el problema, definido arbitrariamente con la matriz de comparación de criterios, evoluciona a un problema matemáticamente definido con un modelo abstracto. El vector de pesos logra definir un conjunto de valores invariantes para la evaluación de los criterios, es decir, los resultados del uso del vector de pesos son coherentes con la definición de dominancias que realiza el o los expertos al desarrollar y definir la matriz de comparación.

La dominancia entre dos elementos se obtiene como la suma normalizada de las trayectorias entre los elementos y tomando todos los largos posibles. El teorema de Cesaro establece que,

$$\lim_{N \rightarrow \infty} \frac{1}{N} \sum_{k=0}^N A^k = \lim_{k \rightarrow \infty} A^k \quad (\text{B.6})$$

Es decir, el promedio de dominancia de cualquier orden menor o igual a  $N$  es igual al límite de la potencia de  $A$ . Además, se sabe por la teoría de Perron que la secuencia de potencias de la matriz  $A$  debe converger a una matriz con todas sus columnas iguales y estas columnas deben ser proporcionales al vector propio principal derecho de  $A$  (Saaty, 2000).

Como es de suponer, la forma en que se realiza la comparación de criterios no permite asegurar transitividad. De hecho, sólo una matriz de 2x2 se puede asegurar que será coherente en su comparación de criterios. Por algebra lineal sabemos que:

$$Aw = \lambda w \Leftrightarrow \lambda_{\max} = n \quad (\text{B.7})$$

Con  $A$  la matriz de comparación,  $w$  el vector propio (composición de pesos) y  $\lambda$  el valor propio asociado a  $w$ .

Si la matriz  $A$  está perturbada, esto es, levemente inconsistente, sólo se puede asegurar

que,

$$A'w = \lambda w \Leftrightarrow \lambda_{\max} \geq n \quad (\text{B.8})$$

Con  $A'$  la matriz  $A$  perturbada.

En la práctica, acercarse a la matriz  $A$  en equilibrio, puede ser una tarea que no converge, pero se propone un método para esto (Saaty, 2000).

Se asume que la matriz de comparación entre criterios ( $A'$ ) es perturbada.

Sea  $D$  una Matriz diagonal  $D = (w_1, \dots, w_n)$ , cuyos elementos de la diagonal son los elementos del vector propio.

Si se define

$$E = D^{-1}AD = \left[ a_{ij} \frac{w_j}{w_i} \right] = [\varepsilon_{ij}], \quad (\text{B.9})$$

entonces se puede observar que  $E$  es similar a  $A$ .

Además,

$$[\varepsilon_{ij}] = \left[ a_{ij} \frac{w_j}{w_i} \right] = \left[ a_{ji} \frac{w_i}{w_j} \right]^{-1} = \frac{1}{[\varepsilon_{ji}]}, \quad (\text{B.10})$$

muestra que la matriz  $E$  es recíproca y positiva.

Hay que notar que la suma de cualquier fila de  $E$  debe coincidir con el valor propio principal de  $A$  dada las fórmulas B.6 y B.8 (Garuti y Escudey, 2005):

$$\sum_{j=1}^n \varepsilon_{ij} = \sum_{j=1}^n a_{ij} \frac{w_j}{w_i} = \frac{[Aw]_i}{w_i} = \lambda_{\max} \frac{w_i}{w_i} = \lambda_{\max}. \quad (\text{B.11})$$

Saaty define un índice de consistencia de  $A$  como medida de la desviación que tiene  $A$  respecto de la consistencia

$$\mu \equiv \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1}, \quad (\text{B.12})$$

donde, si  $\mu \rightarrow 0$ , entonces  $a_{ij} \rightarrow \frac{w_i}{w_j}$ , o bien,  $\varepsilon_{ij} = a_{ij} \frac{w_i}{w_j} \rightarrow 1$ .

Se propone también un Índice Aleatorio (Saaty, 2000), donde por medio de números al azar fue construyendo matrices  $A$  y cálculo su consistencia y consiguió los siguientes resultados.

Tabla B-1: Índice aleatorio

<b>Orden</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
<b>I.A.</b>	0	0	0.52	0.89	1.11	1.25	1.35	1.40
<b>Diferencias de Primer Orden</b>	0	0.52	0.37	0.22	0.14	0.10	0.05	

Luego se define la Razón de Consistencia,

$$CR \equiv \frac{\mu}{RI}, \quad (\text{B.13})$$

en que RI es el Índice Aleatorio (IA), por sus siglas en inglés, correspondiente a la tabla anterior.

Por tanto la recomendación es, para  $n=2$ , la consistencia está asegurada al 100%, para  $n=3$ , se recomienda una CR menor a 5% y para  $n \geq 4$  el CR debe ser menor a 10%.

Con todas estas herramientas, se puede definir un método para poder buscar una matriz  $A$  cercana cuanto queramos al equilibrio buscado.

Si el CR es mayor a lo sugerido:

- buscar el juicio cuyo  $\varepsilon_{ij} = a_{ij} \frac{w_i}{w_j}$  es mayor,
- determinar cuánto se puede modificar el juicio y su impacto,
- evaluar con los expertos si se puede cambiar el juicio(volver a comparar);  
si no se puede, seguir con el siguiente juicio cuyo  $\varepsilon_{ij} = a_{ij} \frac{w_i}{w_j}$  sea mayor  
y así sucesivamente.

El desarrollo de Saaty posteriormente se movió a un modelo más general conocido como Proceso de Redes Analítico o ANP por su sigla en inglés, cuyo principal aporte es lograr que los elementos tengan retroalimentación entre sí además de no restringir la estructuración de los criterios a una forma jerárquica.

## ANEXO C: RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LA MÉTRICA

En este anexo se incluyen los resultados obtenidos en la aplicación de la métrica realizada en el capítulo 5.

### C.1 Flujos de Potencia

A continuación se indican los resultados obtenidos en el flujo de potencia de cada caso, estos últimos definidos en el capítulo 4. Para cada caso se muestran las magnitudes y ángulos de los voltajes de cada barra, junto con las potencias activas y reactivas de los generadores y compensadores síncronos. En Tabla separada se incluye los ángulos de los rotores (en radianes) de las máquinas síncronas del SEP (Tabla C-1 a la Tabla C-16).

#### C.1.1 Caso Base

Tabla C-1: Flujo de potencia del caso Base

Reporte del Flujo de Potencia						
Bus	V [p.u.]	phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]
Bus 01	1.059	0	1.8056	0.17583	0	0
Bus 02	1.035	-0.06278	0.4	0.18143	0.217	0.127
Bus 03	1.02	-0.15241	0	0.24679	0.471	0.095
Bus 04	0.99731	-0.1422	0	0	0.478	0.04
Bus 05	1.0021	-0.12229	0	0	0.076	0.016
Bus 06	1.03	-0.23579	0	0.15427	0.112	0.075
Bus 07	1.007	-0.20404	0	0	0	0
Bus 08	1.02	-0.20404	0	0.07555	0	0
Bus 09	0.99386	-0.23595	0	0	0.295	0.166
Bus 10	0.99245	-0.24127	0	0	0.09	0.058
Bus 11	1.0074	-0.24074	0	0	0.035	0.018
Bus 12	1.0129	-0.2513	0	0	0.061	0.016
Bus 13	1.0065	-0.25153	0	0	0.135	0.058
Bus 14	0.98035	-0.26215	0	0	0.149	0.05

Tabla C-2: Ángulos de rotor inicial caso Base

Variables de Estado iniciales	
delta Gen 1	0.10492
delta Gen 2	0.38175

### C.1.2 Caso Base+TG

Tabla C-3: Flujo de potencia caso Base+TG

Reporte del Flujo de Potencia							
Bus	V [p.u.]	phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]	
Bus 01	1.059	0	1.7961	0.17784	0	0	
Bus 02	1.035	-0.06239	0.4	0.28027	0.217	0.127	
Bus 03	1.02	-0.15049	0	0.1446	0.471	0.095	
Bus 04	0.99731	-0.14141	0	0	0.478	0.04	
Bus 05	1.0021	-0.12167	0	0	0.076	0.016	
Bus 06	1.03	-0.23511	0	0.15425	0.112	0.075	
Bus 07	1.007	-0.20328	0	0	0	0	
Bus 08	1.02	-0.20328	0	0.07551	0	0	
Bus 09	0.99387	-0.2352	0	0	0.295	0.166	
Bus 10	0.99246	-0.24054	0	0	0.09	0.058	
Bus 11	1.0074	-0.24004	0	0	0.035	0.018	
Bus 12	1.0129	-0.25062	0	0	0.061	0.016	
Bus 13	1.0065	-0.25085	0	0	0.135	0.058	
Bus 14	0.98035	-0.26143	0	0	0.149	0.05	

Tabla C-4: Ángulos de rotor inicial caso Base+TG

Variables de Estado iniciales	
delta Gen 1	0.10435
delta Gen 2	0.38175

### C.1.3 Caso Base+SVC

Tabla C-5: Flujo de potencia caso Base+SVC

Reporte del Flujo de Potencia							
Bus	V [p.u.]	phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]	
Bus 01	1.059	0	1.7948	0.17348	0	0	
Bus 02	1.035	-0.06234	0.4	0.26584	0.217	0.127	
Bus 03	1.02	-0.15037	0	0.13596	0.471	0.095	
Bus 04	0.99878	-0.14182	0	0	0.478	0.04	
Bus 05	1.0031	-0.1217	0	0	0.076	0.016	
Bus 06	1.03	-0.23313	0	0.06457	0.112	0.075	
Bus 07	1.0118	-0.2041	0	0	0	0	
Bus 08	1.02	-0.2041	0	0.04728	0	0	
Bus 09	1.0035	-0.23598	0	0	0.295	0.166	
Bus 10	1.0005	-0.24083	0	0	0.09	0.058	
Bus 11	1.0115	-0.23928	0	0	0.035	0.018	
Bus 12	1.0165	-0.24943	0	0	0.061	0.016	
Bus 13	1.0132	-0.25189	0	0	0.135	0.058	
Bus 14	1.01	-0.27155	0	0.13896	0.149	0.05	

Tabla C-6: Ángulos de rotor inicial caso Base+SVC

Variables de Estado iniciales	
delta Gen 1	0.10431
delta Gen 2	0.34585

### C.1.4 Caso Base+PSS

Tabla C-7: Flujo de potencia caso Base+PSS

Reporte del Flujo de Potencia							
Bus	V [p.u.]	phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]	
Bus 01	1.059	0	1.7967	0.27507	0	0	
Bus 02	1.035	-0.06278	0.4	0.13328	0.217	0.127	
Bus 03	1.02	-0.15241	0	0.18141	0.471	0.095	
Bus 04	0.99731	-0.1422	0	0	0.478	0.04	
Bus 05	1.0021	-0.12229	0	0	0.076	0.016	
Bus 06	1.03	-0.23579	0	0.16487	0.112	0.075	
Bus 07	1.007	-0.20404	0	0	0	0	
Bus 08	1.02	-0.20404	0	0.08057	0	0	
Bus 09	0.99386	-0.23595	0	0	0.295	0.166	
Bus 10	0.99245	-0.24127	0	0	0.09	0.058	
Bus 11	1.0074	-0.24074	0	0	0.035	0.018	
Bus 12	1.0129	-0.2513	0	0	0.061	0.016	
Bus 13	1.0065	-0.25153	0	0	0.135	0.058	
Bus 14	0.98035	-0.26215	0	0	0.149	0.05	

Tabla C-8: Ángulos de rotor inicial caso Base+PSS

Variables de Estado iniciales	
delta Gen 1	0.1038
delta Gen 2	0.38175

### C.1.5 Caso Base +TCSC

Tabla C-9: Flujo de potencia caso Base +TCSC

Reporte del Flujo de Potencia							
Bus	V [p.u.]	phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]	
Bus 01	1.059	0	1.8056	0.17583	0	0	
Bus 02	1.035	-0.06278	0.4	0.18143	0.217	0.127	
Bus 03	1.02	-0.15241	0	0.24679	0.471	0.095	
Bus 04	0.99731	-0.1422	0	0	0.478	0.04	
Bus 05	1.0021	-0.12229	0	0	0.076	0.016	
Bus 06	1.03	-0.23579	0	0.15427	0.112	0.075	
Bus 07	1.007	-0.20404	0	0	0	0	
Bus 08	1.02	-0.20404	0	0.07555	0	0	
Bus 09	0.99386	-0.23595	0	0	0.295	0.166	
Bus 10	0.99245	-0.24127	0	0	0.09	0.058	
Bus 11	1.0074	-0.24074	0	0	0.035	0.018	
Bus 12	1.0129	-0.2513	0	0	0.061	0.016	
Bus 13	1.0065	-0.25153	0	0	0.135	0.058	
Bus 14	0.98035	-0.26215	0	0	0.149	0.05	

Tabla C-10: Ángulos de rotor inicial caso Base +TCSC

Variables de Estado iniciales	
delta Gen 1	0.1038
delta Gen 2	0.38175

### C.1.6 Caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC

Tabla C-11: Flujo de potencia caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC

Reporte del Flujo de Potencia							
Bus	V [p.u.]	phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]	
Bus 01	1.059	0	1.7948	0.17348	0	0	
Bus 02	1.035	-0.06234	0.4	0.26584	0.217	0.127	
Bus 03	1.02	-0.15037	0	0.13596	0.471	0.095	
Bus 04	0.99878	-0.14182	0	0	0.478	0.04	
Bus 05	1.0031	-0.1217	0	0	0.076	0.016	
Bus 06	1.03	-0.23313	0	0.06457	0.112	0.075	
Bus 07	1.0118	-0.2041	0	0	0	0	
Bus 08	1.02	-0.2041	0	0.04728	0	0	
Bus 09	1.0035	-0.23598	0	0	0.295	0.166	
Bus 10	1.0005	-0.24083	0	0	0.09	0.058	
Bus 11	1.0115	-0.23928	0	0	0.035	0.018	
Bus 12	1.0165	-0.24943	0	0	0.061	0.016	
Bus 13	1.0132	-0.25189	0	0	0.135	0.058	
Bus 14	1.01	-0.27155	0	0.13896	0.149	0.05	

Tabla C-12: Ángulos de rotor inicial caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC

Variables de Estado iniciales	
delta Gen 1	0.10431
delta Gen 2	0.34585

### C.1.7 Caso Base2

Tabla C-13: Flujo de potencia caso Base2

Reporte del Flujo de Potencia							
Bus	V [p.u.]	phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]	
Bus 01	1.059	0	2.2594	0.11065	0	0	
Bus 02	1.035	-0.0812	0.4	0.4	0.2604	0.1524	
Bus 03	1.02	-0.18753	0	0.21407	0.5652	0.114	
Bus 04	0.99069	-0.17621	0	0	0.5736	0.048	
Bus 05	0.99621	-0.15203	0	0	0.0912	0.0192	
Bus 06	1.03	-0.29027	0	0.25	0.1344	0.09	
Bus 07	1.0004	-0.25122	0	0	0	0	
Bus 08	1.02	-0.25122	0	0.11349	0	0	
Bus 09	0.98401	-0.29005	0	0	0.354	0.1992	
Bus 10	0.98269	-0.2966	0	0	0.108	0.0696	
Bus 11	1.0017	-0.29609	0	0	0.042	0.0216	
Bus 12	1.0091	-0.309	0	0	0.0732	0.0192	
Bus 13	1.0012	-0.30924	0	0	0.162	0.0696	
Bus 14	0.96834	-0.32219	0	0	0.1788	0.06	

Tabla C-14: Ángulos de rotor inicial caso Base2

Variables de Estado iniciales	
delta Gen 1	0.1315
delta Gen 2	0.25865

### C.1.8 Caso Base2 +TG+SVC+PSS+TCSC

Tabla C-15: Flujo de potencia caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC

Reporte del Flujo de Potencia							
Bus	V [p.u.]	phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]	
Bus 01	1.059	0	2.2576	0.10443	0	0	
Bus 02	1.035	-0.08112	0.4	0.44952	0.2604	0.1524	
Bus 03	1.02	-0.18734	0	0.20186	0.5652	0.114	
Bus 04	0.99276	-0.17676	0	0	0.5736	0.048	
Bus 05	0.99763	-0.15204	0	0	0.0912	0.0192	
Bus 06	1.03	-0.28729	0	0.13052	0.1344	0.09	
Bus 07	1.0073	-0.25229	0	0	0	0	
Bus 08	1.02	-0.25229	0	0.0737	0	0	
Bus 09	0.99759	-0.29094	0	0	0.354	0.1992	
Bus 10	0.99398	-0.29679	0	0	0.108	0.0696	
Bus 11	1.0075	-0.29481	0	0	0.042	0.0216	
Bus 12	1.0142	-0.3071	0	0	0.0732	0.0192	
Bus 13	1.0107	-0.31046	0	0	0.162	0.0696	
Bus 14	1.01	-0.33598	0	0.1945	0.1788	0.06	

Tabla C-16: Ángulos de rotor inicial caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC

Variables de Estado iniciales	
delta Gen 1	0.13145
delta Gen 2	0.26458

## **C.2 Resultados del Análisis de Pequeña Señal**

Se debe recordar del capítulo 3, que del análisis de pequeña señal se busca determinar los amortiguamientos de los valores propios de la matriz de estado del sistema. El menor amortiguamiento no debe estar por debajo de la cota del 5%. Se muestran a continuación los valores propios obtenidos para cada caso descrito al final del capítulo 4 (desde la Tabla C-17 a la Tabla C-24).

## C.2.1 Caso Base

Tabla C-17: Valores propios caso Base

<i>Eigvalue</i>	<i>Most Associated States</i>	<i>Real part</i>	<i>Imag. Part</i>	<i>Frequency</i>
Eig As # 1	vm_Exc_4	-1000	0	0
Eig As # 2	vm_Exc_5	-1000	0	0
Eig As # 3	vm_Exc_1	-1000.0001	0	0
Eig As # 4	vm_Exc_2	-1000	0	0
Eig As # 5	vm_Exc_3	-1000	0	0
Eig As # 6	e2d_Syn_5	-146.064	0	0
Eig As # 7	e2q_Syn_5	-74.2815	0	0
Eig As # 8	e2d_Syn_2	-65.8691	0	0
Eig As # 9	e2d_Syn_4	-58.8407	0	0
Eig As #10	vr1_Exc_1, e2q_Syn_1	-45.2376	5.8462	0.93045
Eig As #11	vr1_Exc_1, e2q_Syn_1	-45.2376	-5.8462	0.93045
Eig As #12	e2d_Syn_1	-47.9596	0	0
Eig As #13	vr1_Exc_3	-49.9826	0	0
Eig As #14	vr1_Exc_2	-49.9713	0	0
Eig As #15	e2q_Syn_2	-34.4596	0	0
Eig As #16	e2q_Syn_3	-33.0176	0	0
Eig As #17	bcv_Svc_1, e2q_Syn_5	-21.421	0.37431	0.05957
Eig As #18	bcv_Svc_1, e2q_Syn_5	-21.421	-0.37431	0.05957
Eig As #19	bcv_Svc_1	-16.2538	0	0
Eig As #20	omega_Syn_2, delta_Syn_2	-1.4816	8.1664	1.2997
Eig As #21	omega_Syn_2, delta_Syn_2	-1.4816	-8.1664	1.2997
Eig As #22	e1q_Syn_1, vf_Exc_1	-1.2382	7.4256	1.1818
Eig As #23	e1q_Syn_1, vf_Exc_1	-1.2382	-7.4256	1.1818
Eig As #24	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-1.2327	6.0175	0.95771
Eig As #25	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-1.2327	-6.0175	0.95771
Eig As #26	e2d_Syn_5, omega_Syn_5	-3.5891	5.8951	0.93823
Eig As #27	e2d_Syn_5, omega_Syn_5	-3.5891	-5.8951	0.93823
Eig As #28	e2d_Syn_4, omega_Syn_4	-3.6644	5.5276	0.87975
Eig As #29	e2d_Syn_4, omega_Syn_4	-3.6644	-5.5276	0.87975
Eig As #30	e1q_Syn_5	-1.725	0	0
Eig As #31	e1q_Syn_3, vf_Exc_2	-0.56479	0.74411	0.11843
Eig As #32	e1q_Syn_3, vf_Exc_2	-0.56479	-0.74411	0.11843
Eig As #33	delta_Syn_1	0	0	0
Eig As #34	omega_Syn_1	-0.18646	0	0
Eig As #35	e1q_Syn_2, vf_Exc_3	-0.54949	0.3504	0.05577
Eig As #36	e1q_Syn_2, vf_Exc_3	-0.54949	-0.3504	0.05577
Eig As #37	e1q_Syn_4	-1.3754	0	0
Eig As #38	vr2_Exc_3	-1.0123	0	0
Eig As #39	vr2_Exc_1	-1.0081	0	0
Eig As #40	vr2_Exc_2	-1.0046	0	0
Eig As #41	vr1_Exc_4	-50	0	0
Eig As #42	vr2_Exc_4	-1	0	0
Eig As #43	vf_Exc_4	-1.4332	0	0
Eig As #44	vr1_Exc_5	-50	0	0
Eig As #45	vr2_Exc_5	-1	0	0

## C.2.2 Caso Base+TG

Tabla C-18: Valores propios caso Base+TG

<i>Eigvalue</i>	<i>Most Associated States</i>	<i>Real part</i>	<i>Imag. Part</i>	<i>Frequency</i>
Eig As # 1	vm_Exc_4	-1000	0	0
Eig As # 2	vm_Exc_1	-1000.0001	0	0
Eig As # 3	vm_Exc_5	-1000	0	0
Eig As # 4	vm_Exc_2	-1000	0	0
Eig As # 5	vm_Exc_3	-1000	0	0
Eig As # 6	e2d_Syn_5	-146.7267	0	0
Eig As # 7	e2q_Syn_5	-76.4193	0	0
Eig As # 8	e2d_Syn_2	-65.964	0	0
Eig As # 9	e2d_Syn_4	-59.3618	0	0
Eig As #10	vr1_Exc_1, e2q_Syn_1	-45.3258	5.8003	0.92314
Eig As #11	vr1_Exc_1, e2q_Syn_1	-45.3258	-5.8003	0.92314
Eig As #12	e2d_Syn_1	-48.1064	0	0
Eig As #13	vr1_Exc_5	-50.0189	0	0
Eig As #14	vr1_Exc_2	-49.9716	0	0
Eig As #15	vr1_Exc_3	-49.9826	0	0
Eig As #16	e2q_Syn_2	-35.316	0	0
Eig As #17	e2q_Syn_3	-33.6887	0	0
Eig As #18	e2q_Syn_3	-27.5038	0	0
Eig As #19	e2d_Syn_1	-22.188	0	0
Eig As #20	tg1_Tg_1	-10.1343	0	0
Eig As #21	omega_Syn_2, delta_Syn_2	-1.4729	8.1831	1.3024
Eig As #22	omega_Syn_2, delta_Syn_2	-1.4729	-8.1831	1.3024
Eig As #23	e1q_Syn_1, vf_Exc_1	-1.2045	7.4047	1.1785
Eig As #24	e1q_Syn_1, vf_Exc_1	-1.2045	-7.4047	1.1785
Eig As #25	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-1.2275	6.0559	0.96383
Eig As #26	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-1.2275	-6.0559	0.96383
Eig As #27	omega_Syn_5, delta_Syn_5	-3.4447	6.8355	1.0879
Eig As #28	omega_Syn_5, delta_Syn_5	-3.4447	-6.8355	1.0879
Eig As #29	e2d_Syn_4, omega_Syn_4	-3.5052	5.9835	0.9523
Eig As #30	e2d_Syn_4, omega_Syn_4	-3.5052	-5.9835	0.9523
Eig As #31	e1q_Syn_5, vf_Exc_5	-1.3776	1.5595	0.24819
Eig As #32	e1q_Syn_5, vf_Exc_5	-1.3776	-1.5595	0.24819
Eig As #33	e1q_Syn_3, vf_Exc_2	-0.57339	0.75324	0.11988
Eig As #34	e1q_Syn_3, vf_Exc_2	-0.57339	-0.75324	0.11988
Eig As #35	delta_Syn_1	0	0	0
Eig As #36	tg3_Tg_1	-0.08276	0	0
Eig As #37	tg2_Tg_1	-1.5538	0	0
Eig As #38	e1q_Syn_2, vf_Exc_3	-0.55406	0.35084	0.05584
Eig As #39	e1q_Syn_2, vf_Exc_3	-0.55406	-0.35084	0.05584
Eig As #40	omega_Syn_1	-0.67531	0	0
Eig As #41	e1q_Syn_4	-1.369	0	0
Eig As #42	vr2_Exc_5	-0.99615	0	0
Eig As #43	vr2_Exc_3	-1.0122	0	0
Eig As #44	vr2_Exc_1	-1.008	0	0
Eig As #45	vr2_Exc_2	-1.0045	0	0
Eig As #46	vr1_Exc_4	-50	0	0
Eig As #47	vr2_Exc_4	-1	0	0
Eig As #48	vf_Exc_4	-1.4341	0	0
Eig As #49	tg3_Tg_2	-0.02	0	0
Eig As #50	tg2_Tg_2	-2.2222	0	0
Eig As #51	tg1_Tg_2	-10	0	0

### C.2.3 Caso Base+SVC

Tabla C-19: Valores propios caso Base+SVC

<i>Eigvalue</i>	<i>Most Associated States</i>	<i>Real part</i>	<i>Imag. Part</i>	<i>Frequency</i>
Eig As # 1	vm_Exc_4	-1000	0	0
Eig As # 2	vm_Exc_5	-1000	0	0
Eig As # 3	vm_Exc_1	-1000,0001	0	0
Eig As # 4	vm_Exc_2	-1000	0	0
Eig As # 5	vm_Exc_3	-1000	0	0
Eig As # 6	e2d_Syn_5	-146,064	0	0
Eig As # 7	e2q_Syn_5	-74,2815	0	0
Eig As # 8	e2d_Syn_2	-65,8691	0	0
Eig As # 9	e2d_Syn_4	-58,8407	0	0
Eig As #10	vr1_Exc_1, e2q_Syn_1	-45,2376	5,8462	0,93045
Eig As #11	vr1_Exc_1, e2q_Syn_1	-45,2376	-5,8462	0,93045
Eig As #12	e2d_Syn_1	-47,9596	0	0
Eig As #13	vr1_Exc_3	-49,9826	0	0
Eig As #14	vr1_Exc_2	-49,9713	0	0
Eig As #15	e2q_Syn_2	-34,4596	0	0
Eig As #16	e2q_Syn_3	-33,0176	0	0
Eig As #17	bcv_Svc_1, e2q_Syn_5	-21,421	0,37431	0,05957
Eig As #18	bcv_Svc_1, e2q_Syn_5	-21,421	-0,37431	0,05957
Eig As #19	bcv_Svc_1	-16,2538	0	0
Eig As #20	omega_Syn_2, delta_Syn_2	-1,4816	8,1664	1,2997
Eig As #21	omega_Syn_2, delta_Syn_2	-1,4816	-8,1664	1,2997
Eig As #22	e1q_Syn_1, vf_Exc_1	-1,2382	7,4256	1,1818
Eig As #23	e1q_Syn_1, vf_Exc_1	-1,2382	-7,4256	1,1818
Eig As #24	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-1,2327	6,0175	0,95771
Eig As #25	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-1,2327	-6,0175	0,95771
Eig As #26	e2d_Syn_5, omega_Syn_5	-3,5891	5,8951	0,93823
Eig As #27	e2d_Syn_5, omega_Syn_5	-3,5891	-5,8951	0,93823
Eig As #28	e2d_Syn_4, omega_Syn_4	-3,6644	5,5276	0,87975
Eig As #29	e2d_Syn_4, omega_Syn_4	-3,6644	-5,5276	0,87975
Eig As #30	e1q_Syn_5	-1,725	0	0
Eig As #31	e1q_Syn_3, vf_Exc_2	-0,56479	0,74411	0,11843
Eig As #32	e1q_Syn_3, vf_Exc_2	-0,56479	-0,74411	0,11843
Eig As #33	delta_Syn_1	0	0	0
Eig As #34	omega_Syn_1	-0,18646	0	0
Eig As #35	e1q_Syn_2, vf_Exc_3	-0,54949	0,3504	0,05577
Eig As #36	e1q_Syn_2, vf_Exc_3	-0,54949	-0,3504	0,05577
Eig As #37	e1q_Syn_4	-1,3754	0	0
Eig As #38	vr2_Exc_3	-1,0123	0	0
Eig As #39	vr2_Exc_1	-1,0081	0	0
Eig As #40	vr2_Exc_2	-1,0046	0	0
Eig As #41	vr1_Exc_4	-50	0	0
Eig As #42	vr2_Exc_4	-1	0	0
Eig As #43	vf_Exc_4	-1,4332	0	0
Eig As #44	vr1_Exc_5	-50	0	0
Eig As #45	vr2_Exc_5	-1	0	0
Eig As #46	vf_Exc_5	-1,4338	0	0

## C.2.4 Caso Base+PSS

Tabla C-20: Valores propios caso Base+PSS

<i>Eigvalue</i>	<i>Most Associated States</i>	<i>Real part</i>	<i>Imag. Part</i>	<i>Frequency</i>
Eig As # 1	vm_Exc_4	-1000	0	0
Eig As # 2	vm_Exc_1	-1000.0001	0	0
Eig As # 3	vm_Exc_5	-1000	0	0
Eig As # 4	vm_Exc_2	-1000	0	0
Eig As # 5	vm_Exc_3	-1000	0	0
Eig As # 6	e2d_Syn_5	-146.742	0	0
Eig As # 7	e2q_Syn_5	-76.4574	0	0
Eig As # 8	e2d_Syn_2, e2d_Syn_4	-68.6279	3.3092	0.52667
Eig As # 9	e2d_Syn_2, e2d_Syn_4	-68.6279	-3.3092	0.52667
Eig As #10	vr1_Exc_1, v3_Pss_1	-52.236	22.3742	3.561
Eig As #11	vr1_Exc_1, v3_Pss_1	-52.236	-22.3742	3.561
Eig As #12	e2d_Syn_3	-58.4286	0	0
Eig As #13	e2d_Syn_1	-39.6723	0	0
Eig As #14	vr1_Exc_5	-50.0187	0	0
Eig As #15	vr1_Exc_3	-49.9829	0	0
Eig As #16	vr1_Exc_2	-49.9714	0	0
Eig As #17	e2q_Syn_2	-35.5194	0	0
Eig As #18	e2q_Syn_3	-33.1123	0	0
Eig As #19	e2q_Syn_3	-27.1199	0	0
Eig As #20	v3_Pss_1, v2_Pss_1	-23.1426	7.8504	1.2494
Eig As #21	v3_Pss_1, v2_Pss_1	-23.1426	-7.8504	1.2494
Eig As #22	e1q_Syn_1, vf_Exc_1	-2.3373	9.0597	1.4419
Eig As #23	e1q_Syn_1, vf_Exc_1	-2.3373	-9.0597	1.4419
Eig As #24	omega_Syn_5, delta_Syn_5	-3.4305	7.107	1.1311
Eig As #25	omega_Syn_5, delta_Syn_5	-3.4305	-7.107	1.1311
Eig As #26	e2d_Syn_4, omega_Syn_4	-3.5172	6.0724	0.96645
Eig As #27	e2d_Syn_4, omega_Syn_4	-3.5172	-6.0724	0.96645
Eig As #28	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-1.2721	6.758	1.0756
Eig As #29	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-1.2721	-6.758	1.0756
Eig As #30	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-0.82649	6.0566	0.96394
Eig As #31	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-0.82649	-6.0566	0.96394
Eig As #32	e1q_Syn_5, vf_Exc_5	-1.3776	1.5603	0.24833
Eig As #33	e1q_Syn_5, vf_Exc_5	-1.3776	-1.5603	0.24833
Eig As #34	delta_Syn_1	0	0	0
Eig As #35	omega_Syn_1	-0.18696	0	0
Eig As #36	e1q_Syn_3, vf_Exc_2	-0.57322	0.74892	0.11919
Eig As #37	e1q_Syn_3, vf_Exc_2	-0.57322	-0.74892	0.11919
Eig As #38	e1q_Syn_2, vf_Exc_3	-0.50732	0.33554	0.0534
Eig As #39	e1q_Syn_2, vf_Exc_3	-0.50732	-0.33554	0.0534
Eig As #40	e1q_Syn_4	-1.3683	0	0
Eig As #41	vr2_Exc_3	-1.0182	0	0
Eig As #42	vr2_Exc_5	-0.99759	0	0
Eig As #43	v1_Pss_1	-1	0	0
Eig As #44	vr2_Exc_1	-1.0024	0	0
Eig As #45	vr2_Exc_2	-1.0054	0	0
Eig As #46	vr1_Exc_4	-50	0	0
Eig As #47	vr2_Exc_4	-1	0	0
Eig As #48	vf_Exc_4	-1.4343	0	0

### C.2.5 Caso Base +TCSC

Tabla C-21: Valores propios caso Base+TCSC

<i>Eigvalue</i>	<i>Most Associated States</i>	<i>Real part</i>	<i>Imag. Part</i>	<i>Frequency</i>
Eig As # 1	vm_Exc_4	-1000	0	0
Eig As # 2	vm_Exc_1	-1000.0001	0	0
Eig As # 3	vm_Exc_5	-1000	0	0
Eig As # 4	vm_Exc_2	-1000	0	0
Eig As # 5	vm_Exc_3	-1000	0	0
Eig As # 6	e2d_Syn_5	-146.7293	0	0
Eig As # 7	e2q_Syn_5	-76.4697	0	0
Eig As # 8	e2d_Syn_2	-65.9707	0	0
Eig As # 9	e2d_Syn_4	-59.4013	0	0
Eig As #10	vr1_Exc_1, e2q_Syn_1	-45.3053	5.755	0.91594
Eig As #11	vr1_Exc_1, e2q_Syn_1	-45.3053	-5.755	0.91594
Eig As #12	e2d_Syn_1	-48.1251	0	0
Eig As #13	vr1_Exc_5	-50.019	0	0
Eig As #14	vr1_Exc_2	-49.9716	0	0
Eig As #15	vr1_Exc_3	-49.9827	0	0
Eig As #16	e2q_Syn_2	-35.281	0	0
Eig As #17	e2q_Syn_3	-33.7471	0	0
Eig As #18	e2q_Syn_3	-27.4999	0	0
Eig As #19	e2d_Syn_1	-22.3425	0	0
Eig As #20	omega_Syn_2, delta_Syn_2	-1.5112	8.1458	1.2964
Eig As #21	omega_Syn_2, delta_Syn_2	-1.5112	-8.1458	1.2964
Eig As #22	omega_Syn_5, delta_Syn_5	-3.4283	6.935	1.1037
Eig As #23	omega_Syn_5, delta_Syn_5	-3.4283	-6.935	1.1037
Eig As #24	e1q_Syn_1, vf_Exc_1	-1.1877	7.4049	1.1785
Eig As #25	e1q_Syn_1, vf_Exc_1	-1.1877	-7.4049	1.1785
Eig As #26	e2d_Syn_4, omega_Syn_4	-3.4883	6.0459	0.96223
Eig As #27	e2d_Syn_4, omega_Syn_4	-3.4883	-6.0459	0.96223
Eig As #28	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-1.2109	6.1738	0.98258
Eig As #29	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-1.2109	-6.1738	0.98258
Eig As #30	e1q_Syn_5, vf_Exc_5	-1.3779	1.5602	0.24832
Eig As #31	e1q_Syn_5, vf_Exc_5	-1.3779	-1.5602	0.24832
Eig As #32	delta_Syn_1	0	0	0
Eig As #33	e1q_Syn_3, vf_Exc_2	-0.57395	0.74858	0.11914
Eig As #34	e1q_Syn_3, vf_Exc_2	-0.57395	-0.74858	0.11914
Eig As #35	omega_Syn_1	-0.18647	0	0
Eig As #36	e1q_Syn_2, vf_Exc_3	-0.50828	0.33394	0.05315
Eig As #37	e1q_Syn_2, vf_Exc_3	-0.50828	-0.33394	0.05315
Eig As #38	e1q_Syn_4	-1.3678	0	0
Eig As #39	vr2_Exc_5	-0.9962	0	0
Eig As #40	vr2_Exc_3	-1.0137	0	0
Eig As #41	vr2_Exc_1	-1.008	0	0
Eig As #42	vr2_Exc_2	-1.0045	0	0
Eig As #43	vr1_Exc_4	-50	0	0
Eig As #44	vr2_Exc_4	-1	0	0
Eig As #45	vf_Exc_4	-1.4343	0	0
Eig As #46	x1_Tesc_1	-0.04	0	0

### C.2.6 Caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC

Tabla C-22: Valores propios caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC

<i>Eigvalue</i>	<i>Most Associated States</i>	<i>Real part</i>	<i>Imag. Part</i>	<i>Frequency</i>
Eig As # 1	vm_Exc_4	-1000	0	0
Eig As # 2	vm_Exc_5	-1000	0	0
Eig As # 3	vm_Exc_1	-1000.0001	0	0
Eig As # 4	vm_Exc_2	-1000	0	0
Eig As # 5	vm_Exc_3	-1000	0	0
Eig As # 6	e2d_Syn_5	-146.0765	0	0
Eig As # 7	e2q_Syn_5	-74.4056	0	0
Eig As # 8	e2d_Syn_2, e2d_Syn_4	-68.4719	3.0951	0.4926
Eig As # 9	e2d_Syn_2, e2d_Syn_4	-68.4719	-3.0951	0.4926
Eig As #10	vr1_Exc_1, v3_Pss_1	-52.3741	22.4772	3.5774
Eig As #11	vr1_Exc_1, v3_Pss_1	-52.3741	-22.4772	3.5774
Eig As #12	e2d_Syn_3	-57.9405	0	0
Eig As #13	e2d_Syn_1	-39.0814	0	0
Eig As #14	vr1_Exc_3	-49.9827	0	0
Eig As #15	vr1_Exc_2	-49.9711	0	0
Eig As #16	e2q_Syn_2	-34.0808	0	0
Eig As #17	e2q_Syn_3	-32.8779	0	0
Eig As #18	v3_Pss_1, v2_Pss_1	-22.736	8.1533	1.2976
Eig As #19	v3_Pss_1, v2_Pss_1	-22.736	-8.1533	1.2976
Eig As #20	bcv_Svc_1	-21.0382	0	0
Eig As #21	bcv_Svc_1	-16.3097	0	0
Eig As #22	e1q_Syn_1, omega_Syn_2	-2.2751	9.0362	1.4382
Eig As #23	e1q_Syn_1, omega_Syn_2	-2.2751	-9.0362	1.4382
Eig As #24	tg1_Tg_1	-10.1383	0	0
Eig As #25	e1q_Syn_1, omega_Syn_2	-1.2378	6.7687	1.0773
Eig As #26	e1q_Syn_1, omega_Syn_2	-1.2378	-6.7687	1.0773
Eig As #27	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-0.91843	5.9602	0.9486
Eig As #28	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-0.91843	-5.9602	0.9486
Eig As #29	e2d_Syn_5, omega_Syn_5	-3.6395	6.0306	0.9598
Eig As #30	e2d_Syn_5, omega_Syn_5	-3.6395	-6.0306	0.9598
Eig As #31	e2d_Syn_4, omega_Syn_4	-3.669	5.5226	0.87895
Eig As #32	e2d_Syn_4, omega_Syn_4	-3.669	-5.5226	0.87895
Eig As #33	e1q_Syn_3, vf_Exc_2	-0.56394	0.74467	0.11852
Eig As #34	e1q_Syn_3, vf_Exc_2	-0.56394	-0.74467	0.11852
Eig As #35	delta_Syn_1	0	0	0
Eig As #36	tg3_Tg_1	-0.08269	0	0
Eig As #37	e1q_Syn_5	-1.7248	0	0
Eig As #38	e1q_Syn_2, vf_Exc_3	-0.54915	0.35274	0.05614
Eig As #39	e1q_Syn_2, vf_Exc_3	-0.54915	-0.35274	0.05614
Eig As #40	tg2_Tg_1	-1.55	0	0
Eig As #41	e1q_Syn_4	-1.3807	0	0
Eig As #42	omega_Syn_1	-0.6763	0	0
Eig As #43	vr2_Exc_3	-1.0226	0	0
Eig As #44	v1_Pss_1	-0.99688	0	0
Eig As #45	vr2_Exc_1	-1	0	0
Eig As #46	vr2_Exc_2	-1.005	0	0
Eig As #47	vr1_Exc_4	-50	0	0
Eig As #48	vr2_Exc_4	-1	0	0
Eig As #49	vf_Exc_4	-1.4332	0	0
Eig As #50	vr1_Exc_5	-50	0	0
Eig As #51	vr2_Exc_5	-1	0	0
Eig As #52	vf_Exc_5	-1.4338	0	0
Eig As #53	tg3_Tg_2	-0.02	0	0
Eig As #54	tg2_Tg_2	-2.2222	0	0
Eig As #55	tg1_Tg_2	-10	0	0
Eig As #56	x1_Tesc_1	-0.04	0	0

## C.2.7 Caso Base2

Tabla C-23: Valores propios caso Base2

<i>Eigvalue</i>	<i>Most Associated States</i>	<i>Real part</i>	<i>Imag. Part</i>	<i>Frequency</i>
Eig As # 1	vm_Exc_1	-1000.0001	0	0
Eig As # 2	vm_Exc_5	-1000	0	0
Eig As # 3	vm_Exc_4	-1000	0	0
Eig As # 4	vm_Exc_2	-1000	0	0
Eig As # 5	vm_Exc_3	-1000	0	0
Eig As # 6	e2d_Syn_5	-148.8167	0	0
Eig As # 7	e2q_Syn_5	-75.8629	0	0
Eig As # 8	e2d_Syn_2	-65.9145	0	0
Eig As # 9	e2d_Syn_4	-59.7505	0	0
Eig As #10	vr1_Exc_1, e2q_Syn_1	-45.3552	5.8821	0.93616
Eig As #11	vr1_Exc_1, e2q_Syn_1	-45.3552	-5.8821	0.93616
Eig As #12	e2d_Syn_1	-48.2872	0	0
Eig As #13	vr1_Exc_4	-49.8047	0	0
Eig As #14	vr1_Exc_5	-50.1007	0	0
Eig As #15	vr1_Exc_2	-49.9696	0	0
Eig As #16	vr1_Exc_3	-49.9827	0	0
Eig As #17	e2q_Syn_2	-35.2127	0	0
Eig As #18	e2q_Syn_3	-33.6144	0	0
Eig As #19	e2q_Syn_3	-27.2235	0	0
Eig As #20	e2d_Syn_1	-22.8579	0	0
Eig As #21	omega_Syn_2, delta_Syn_2	-1.4252	8.3785	1.3335
Eig As #22	omega_Syn_2, delta_Syn_2	-1.4252	-8.3785	1.3335
Eig As #23	omega_Syn_5, delta_Syn_5	-3.2632	7.7495	1.2334
Eig As #24	omega_Syn_5, delta_Syn_5	-3.2632	-7.7495	1.2334
Eig As #25	omega_Syn_4, delta_Syn_4	-3.3696	6.4464	1.026
Eig As #26	omega_Syn_4, delta_Syn_4	-3.3696	-6.4464	1.026
Eig As #27	e1q_Syn_1, vf_Exc_1	-1.2273	7.3773	1.1741
Eig As #28	e1q_Syn_1, vf_Exc_1	-1.2273	-7.3773	1.1741
Eig As #29	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-1.1874	6.2785	0.99925
Eig As #30	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-1.1874	-6.2785	0.99925
Eig As #31	e1q_Syn_4, vf_Exc_4	-1.1832	1.9045	0.30311
Eig As #32	e1q_Syn_4, vf_Exc_4	-1.1832	-1.9045	0.30311
Eig As #33	e1q_Syn_5, vf_Exc_5	-1.5151	1.4242	0.22666
Eig As #34	e1q_Syn_5, vf_Exc_5	-1.5151	-1.4242	0.22666
Eig As #35	delta_Syn_1	0	0	0
Eig As #36	e1q_Syn_3, vf_Exc_2	-0.5855	0.74917	0.11923
Eig As #37	e1q_Syn_3, vf_Exc_2	-0.5855	-0.74917	0.11923
Eig As #38	omega_Syn_1	-0.18636	0	0
Eig As #39	e1q_Syn_2, vf_Exc_3	-0.59515	0.35921	0.05717
Eig As #40	e1q_Syn_2, vf_Exc_3	-0.59515	-0.35921	0.05717
Eig As #41	vr2_Exc_5	-0.99194	0	0
Eig As #42	vr2_Exc_4	-0.99851	0	0
Eig As #43	vr2_Exc_3	-1.0104	0	0
Eig As #44	vr2_Exc_1	-1.0084	0	0
Eig As #45	vr2_Exc_2	-1.0046	0	0

## C.2.8 Caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC

Tabla C-24: Valores propios caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC

<i>Eigvalue</i>	<i>Most Associated States</i>	<i>Real part</i>	<i>Imag. Part</i>	<i>Frequency</i>
Eig As # 1	vm_Exc_4	-1000	0	0
Eig As # 2	vm_Exc_1	-1000.0001	0	0
Eig As # 3	vm_Exc_5	-1000	0	0
Eig As # 4	vm_Exc_2	-1000	0	0
Eig As # 5	vm_Exc_3	-1000	0	0
Eig As # 6	e2d_Syn_5	-147.6775	0	0
Eig As # 7	e2q_Syn_5	-73.605	0	0
Eig As # 8	e2d_Syn_2, e2d_Syn_4	-68.7499	1.6943	0.26965
Eig As # 9	e2d_Syn_2, e2d_Syn_4	-68.7499	-1.6943	0.26965
Eig As #10	vr1_Exc_1, e2q_Syn_1	-52.6687	23.2374	3.6983
Eig As #11	vr1_Exc_1, e2q_Syn_1	-52.6687	-23.2374	3.6983
Eig As #12	e2d_Syn_3	-58.0053	0	0
Eig As #13	vr1_Exc_5	-50.0192	0	0
Eig As #14	vr1_Exc_3	-49.9831	0	0
Eig As #15	vr1_Exc_2	-49.9717	0	0
Eig As #16	e2d_Syn_1	-39.4599	0	0
Eig As #17	e2q_Syn_2	-34.0203	0	0
Eig As #18	e2q_Syn_3	-32.8219	0	0
Eig As #19	v2_Pss_1, v3_Pss_1	-21.8123	8.7473	1.3922
Eig As #20	v2_Pss_1, v3_Pss_1	-21.8123	-8.7473	1.3922
Eig As #21	bcv_Svc_1, e2q_Syn_5	-18.7711	1.2658	0.20146
Eig As #22	bcv_Svc_1, e2q_Syn_5	-18.7711	-1.2658	0.20146
Eig As #23	tg1_Tg_1	-10.136	0	0
Eig As #24	omega_Syn_2, delta_Syn_2	-2.3428	9.1457	1.4556
Eig As #25	omega_Syn_2, delta_Syn_2	-2.3428	-9.1457	1.4556
Eig As #26	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-1.3673	6.9195	1.1013
Eig As #27	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-1.3673	-6.9195	1.1013
Eig As #28	omega_Syn_5, delta_Syn_5	-3.5058	6.8157	1.0848
Eig As #29	omega_Syn_5, delta_Syn_5	-3.5058	-6.8157	1.0848
Eig As #30	e2d_Syn_4, omega_Syn_4	-3.5594	5.9723	0.95052
Eig As #31	e2d_Syn_4, omega_Syn_4	-3.5594	-5.9723	0.95052
Eig As #32	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-0.76629	6.0103	0.95656
Eig As #33	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-0.76629	-6.0103	0.95656
Eig As #34	e1q_Syn_5, vf_Exc_5	-1.5774	1.3558	0.21579
Eig As #35	e1q_Syn_5, vf_Exc_5	-1.5774	-1.3558	0.21579
Eig As #36	delta_Syn_1	0	0	0
Eig As #37	tg3_Tg_1	-0.08255	0	0
Eig As #38	e1q_Syn_3, vf_Exc_2	-0.57375	0.74769	0.119
Eig As #39	e1q_Syn_3, vf_Exc_2	-0.57375	-0.74769	0.119
Eig As #40	tg2_Tg_1	-1.5575	0	0
Eig As #41	e1q_Syn_2, vf_Exc_3	-0.58917	0.35989	0.05728
Eig As #42	e1q_Syn_2, vf_Exc_3	-0.58917	-0.35989	0.05728
Eig As #43	e1q_Syn_4	-1.4074	0	0
Eig As #44	omega_Syn_1	-0.69341	0	0
Eig As #45	v1_Pss_1, vr2_Exc_5	-0.98716	0.00556	0.00088
Eig As #46	v1_Pss_1, vr2_Exc_5	-0.98716	-0.00556	0.00088
Eig As #47	vr2_Exc_3	-1.0142	0	0
Eig As #48	vr2_Exc_1	-1	0	0
Eig As #49	vr2_Exc_2	-1.0047	0	0
Eig As #50	vr1_Exc_4	-50	0	0
Eig As #51	vr2_Exc_4	-1	0	0
Eig As #52	vf_Exc_4	-1.4341	0	0
Eig As #53	tg3_Tg_2	-0.02	0	0
Eig As #54	tg2_Tg_2	-2.2222	0	0
Eig As #55	tg1_Tg_2	-10	0	0
Eig As #56	x1_Tesc_1	-0.04	0	0

### C.3 Resultados del Análisis Modal del Jacobiano

En el caso del análisis modal del Jacobiano, se recuerda que el menor valor singular del Jacobiano reducido determina una medida analítica de la cercanía al punto de inestabilidad de voltaje.

Se muestran a continuación las Tablas obtenidas para cada caso descrito al final del capítulo 4 (Tabla C-25 a la Tabla C-32).

#### C.3.1 Caso Base

Tabla C-25: Valores singulares del Jacobiano caso Base

<i>Eigvalue</i>	<i>Most Associated Bus</i>	<i>Real part</i>	<i>Imag. Part</i>
Eig Jlfr # 1	Bus 04	63.5935	0
Eig Jlfr # 2	Bus 09	37.6863	0
Eig Jlfr # 3	Bus 07	20.6866	0
Eig Jlfr # 4	Bus 13	18.1188	0
Eig Jlfr # 5	Bus 05	15.5928	0
Eig Jlfr # 6	Bus 14	2.5669	0
Eig Jlfr # 7	Bus 12	5.3065	0
Eig Jlfr # 8	Bus 12	7.3035	0
Eig Jlfr # 9	Bus 11	10.774	0
Eig Jlfr #10	Bus 01	999	0
Eig Jlfr #11	Bus 02	999	0
Eig Jlfr #12	Bus 03	999	0
Eig Jlfr #13	Bus 06	999	0
Eig Jlfr #14	Bus 08	999	0

Se observa en la Tabla C-25 que existen algunos valores singulares con valor de la parte real igual a 999. Esto se debe a que el software PSAT utilizado, asigna el valor 999 a las barras que tienen apoyo de generación o compensación síncrona (Milano, 2008).

### C.3.2 Caso Base+TG

Tabla C-26: Valores singulares del Jacobiano caso Base+TG

<i>Eigvalue</i>	<i>Most Associated Bus</i>	<i>Real part</i>	<i>Imag. Part</i>
Eig Jlfr # 1	Bus 04	63.5942	0
Eig Jlfr # 2	Bus 09	37.6866	0
Eig Jlfr # 3	Bus 07	20.687	0
Eig Jlfr # 4	Bus 13	18.1189	0
Eig Jlfr # 5	Bus 05	15.5934	0
Eig Jlfr # 6	Bus 14	2.5669	0
Eig Jlfr # 7	Bus 12	5.3065	0
Eig Jlfr # 8	Bus 12	7.3036	0
Eig Jlfr # 9	Bus 11	10.7741	0
Eig Jlfr #10	Bus 01	999	0
Eig Jlfr #11	Bus 02	999	0
Eig Jlfr #12	Bus 03	999	0
Eig Jlfr #13	Bus 06	999	0
Eig Jlfr #14	Bus 08	999	0

### C.3.3 Caso Base+SVC

Tabla C-27: Valores singulares del Jacobiano caso Base+SVC

<i>Eigvalue</i>	<i>Most Associated Bus</i>	<i>Real part</i>	<i>Imag. Part</i>
Eig Jlfr # 1	Bus 04	63.6747	0
Eig Jlfr # 2	Bus 09	37.747	0
Eig Jlfr # 3	Bus 10	3.8365	0
Eig Jlfr # 4	Bus 07	20.7828	0
Eig Jlfr # 5	Bus 11	10.5147	0
Eig Jlfr # 6	Bus 05	15.599	0
Eig Jlfr # 7	Bus 13	17.6581	0
Eig Jlfr # 8	Bus 12	6.2079	0
Eig Jlfr # 9	Bus 01	999	0
Eig Jlfr #10	Bus 02	999	0
Eig Jlfr #11	Bus 03	999	0
Eig Jlfr #12	Bus 06	999	0
Eig Jlfr #13	Bus 08	999	0
Eig Jlfr #14	Bus 14	999	0

### C.3.4 Caso Base+PSS

Tabla C-28: Valores singulares del Jacobiano caso Base+PSS

<i>Eigvalue</i>	<i>Most Associated Bus</i>	<i>Real part</i>	<i>Imag. Part</i>
Eig Jlfr # 1	Bus 04	63.4666	0
Eig Jlfr # 2	Bus 09	37.6562	0
Eig Jlfr # 3	Bus 07	20.6649	0
Eig Jlfr # 4	Bus 13	18.1164	0
Eig Jlfr # 5	Bus 05	15.5707	0
Eig Jlfr # 6	Bus 14	2.5651	0
Eig Jlfr # 7	Bus 12	5.3047	0
Eig Jlfr # 8	Bus 12	7.3014	0
Eig Jlfr # 9	Bus 11	10.7655	0
Eig Jlfr #10	Bus 01	999	0
Eig Jlfr #11	Bus 02	999	0
Eig Jlfr #12	Bus 03	999	0
Eig Jlfr #13	Bus 06	999	0
Eig Jlfr #14	Bus 08	999	0

### C.3.5 Caso Base +TCSC

Tabla C-29: Valores singulares del Jacobiano caso Base +TCSC

<i>Eigvalue</i>	<i>Most Associated Bus</i>	<i>Real part</i>	<i>Imag. Part</i>
Eig Jlfr # 1	Bus 04	63.4666	0
Eig Jlfr # 2	Bus 09	37.6562	0
Eig Jlfr # 3	Bus 07	20.6649	0
Eig Jlfr # 4	Bus 13	18.1164	0
Eig Jlfr # 5	Bus 05	15.5707	0
Eig Jlfr # 6	Bus 14	2.5651	0
Eig Jlfr # 7	Bus 12	5.3047	0
Eig Jlfr # 8	Bus 12	7.3014	0
Eig Jlfr # 9	Bus 11	10.7655	0
Eig Jlfr #10	Bus 01	999	0
Eig Jlfr #11	Bus 02	999	0
Eig Jlfr #12	Bus 03	999	0
Eig Jlfr #13	Bus 06	999	0
Eig Jlfr #14	Bus 08	999	0

### C.3.6 Caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC

Tabla C-30: Valores singulares del Jacobiano caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC

<i>Eigvalue</i>	<i>Most Associated Bus</i>	<i>Real part</i>	<i>Imag. Part</i>
Eig Jlfr # 1	Bus 04	63.6747	0
Eig Jlfr # 2	Bus 09	37.747	0
Eig Jlfr # 3	Bus 10	3.8365	0
Eig Jlfr # 4	Bus 07	20.7828	0
Eig Jlfr # 5	Bus 11	10.5147	0
Eig Jlfr # 6	Bus 05	15.599	0
Eig Jlfr # 7	Bus 13	17.6581	0
Eig Jlfr # 8	Bus 12	6.2079	0
Eig Jlfr # 9	Bus 01	999	0
Eig Jlfr #10	Bus 02	999	0
Eig Jlfr #11	Bus 03	999	0
Eig Jlfr #12	Bus 06	999	0
Eig Jlfr #13	Bus 08	999	0
Eig Jlfr #14	Bus 14	999	0

### C.3.7 Caso Base2

Tabla C-31: Valores singulares del Jacobiano caso Base2

<i>Eigvalue</i>	<i>Most Associated Bus</i>	<i>Real part</i>	<i>Imag. Part</i>
Eig Jlfr # 1	Bus 04	63.1666	0
Eig Jlfr # 2	Bus 09	37.3016	0
Eig Jlfr # 3	Bus 07	20.5203	0
Eig Jlfr # 4	Bus 13	18.0068	0
Eig Jlfr # 5	Bus 05	15.4431	0
Eig Jlfr # 6	Bus 14	2.52	0
Eig Jlfr # 7	Bus 12	5.2569	0
Eig Jlfr # 8	Bus 12	7.2413	0
Eig Jlfr # 9	Bus 11	10.6808	0
Eig Jlfr #10	Bus 01	999	0
Eig Jlfr #11	Bus 02	999	0
Eig Jlfr #12	Bus 03	999	0
Eig Jlfr #13	Bus 06	999	0
Eig Jlfr #14	Bus 08	999	0

### C.3.8 Caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC

Tabla C-32: Valores singulares del Jacobiano caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC

<i>Eigvalue</i>	<i>Most Associated Bus</i>	<i>Real part</i>	<i>Imag. Part</i>
Eig Jlfr # 1	Bus 04	63.2808	0
Eig Jlfr # 2	Bus 09	37.4992	0
Eig Jlfr # 3	Bus 10	3.7942	0
Eig Jlfr # 4	Bus 07	20.657	0
Eig Jlfr # 5	Bus 11	10.4464	0
Eig Jlfr # 6	Bus 05	15.4725	0
Eig Jlfr # 7	Bus 13	17.5988	0
Eig Jlfr # 8	Bus 12	6.1864	0
Eig Jlfr # 9	Bus 01	999	0
Eig Jlfr #10	Bus 02	999	0
Eig Jlfr #11	Bus 03	999	0
Eig Jlfr #12	Bus 06	999	0
Eig Jlfr #13	Bus 08	999	0
Eig Jlfr #14	Bus 14	999	0

## C.4 Curvas PV

Se muestran a continuación las curvas PV obtenidas para cada caso descrito al final del capítulo 4 (Figura C-1 a la Figura C-9). Las curvas son graficadas hasta que alcanzan el punto crítico por parametrización local (Milano, 2008). Para efectos de este trabajo, el punto crítico indica el máximo de potencia que el sistema admite, donde  $\lambda=0$  es la demanda base del sistema.

### C.4.1 Caso Base

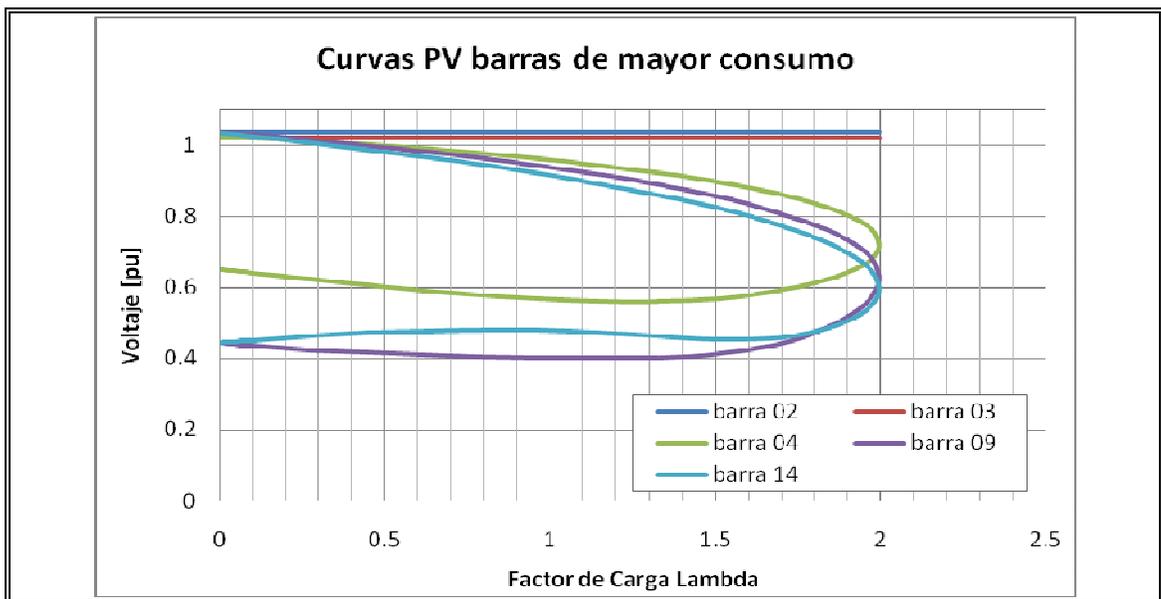


Figura C-1: Curvas PV caso Base

### C.4.2 Caso Base+TG

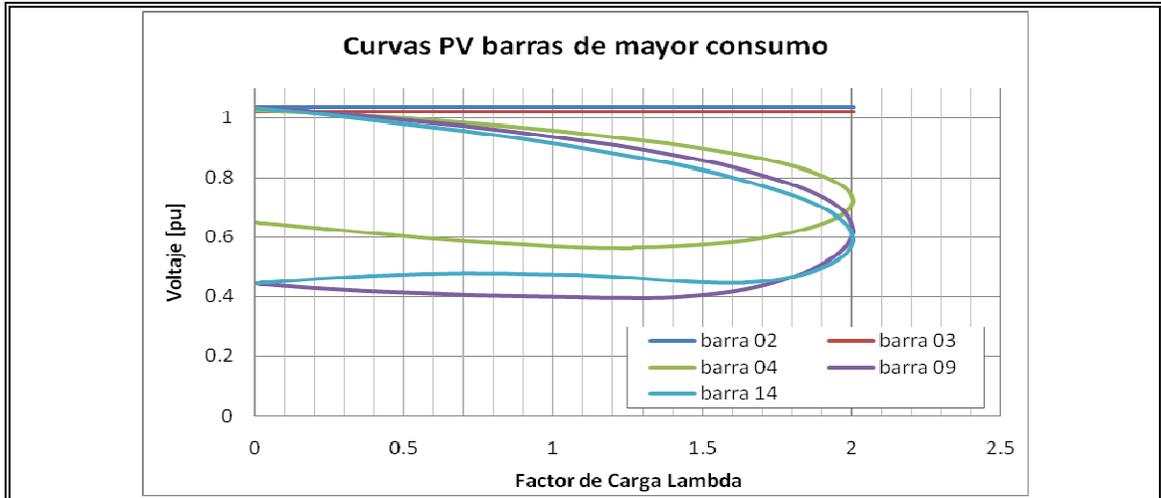


Figura C-2: Curvas PV caso Base+TG

### C.4.3 Caso Base+SVC

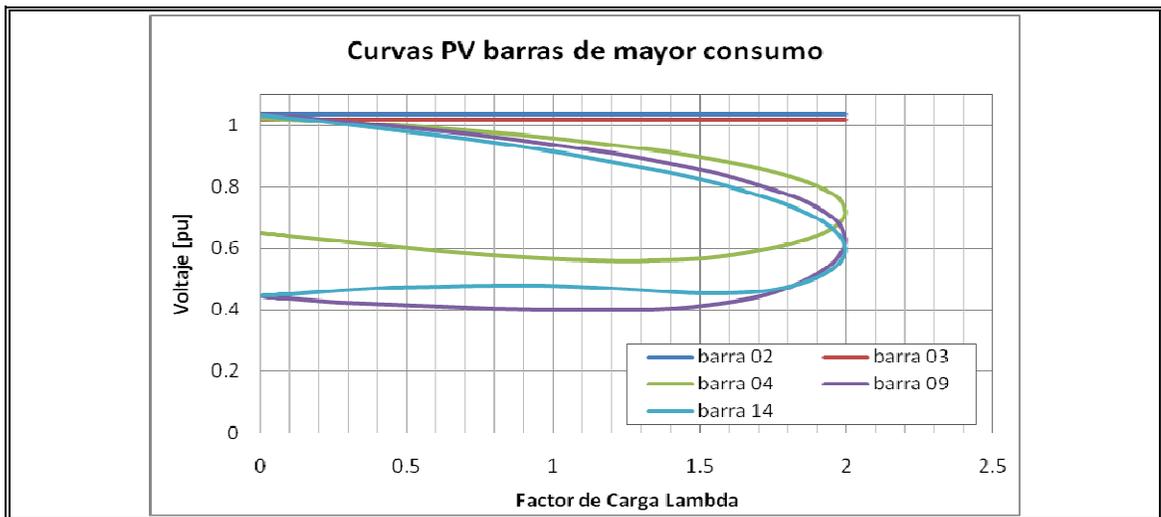


Figura C-3: Curvas PV caso Base+SVC

**C.4.4 Caso Base+PSS**

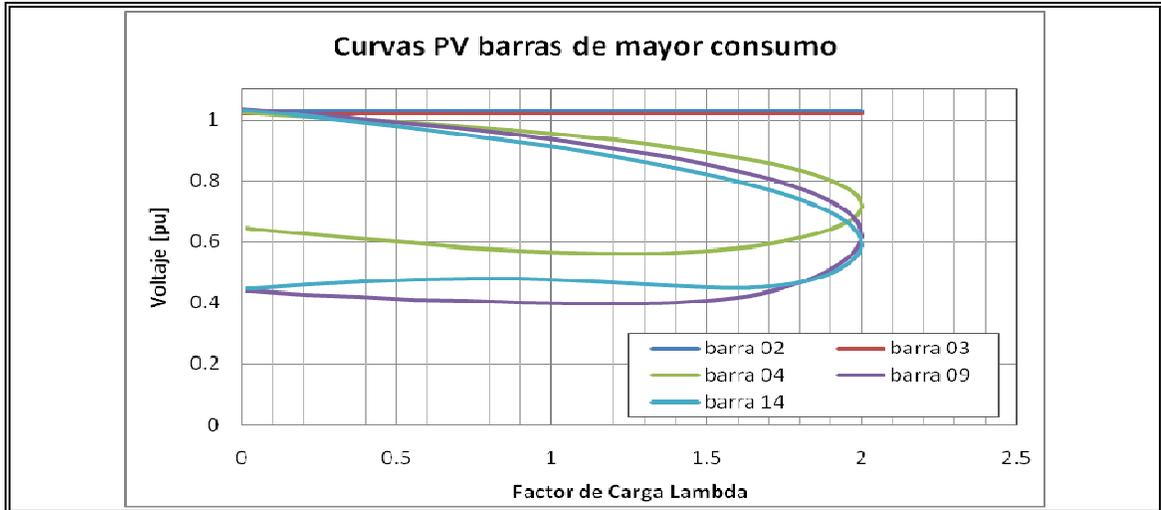


Figura C-4: Curvas PV caso Base+PSS

**C.4.5 Caso Base +TCSC**

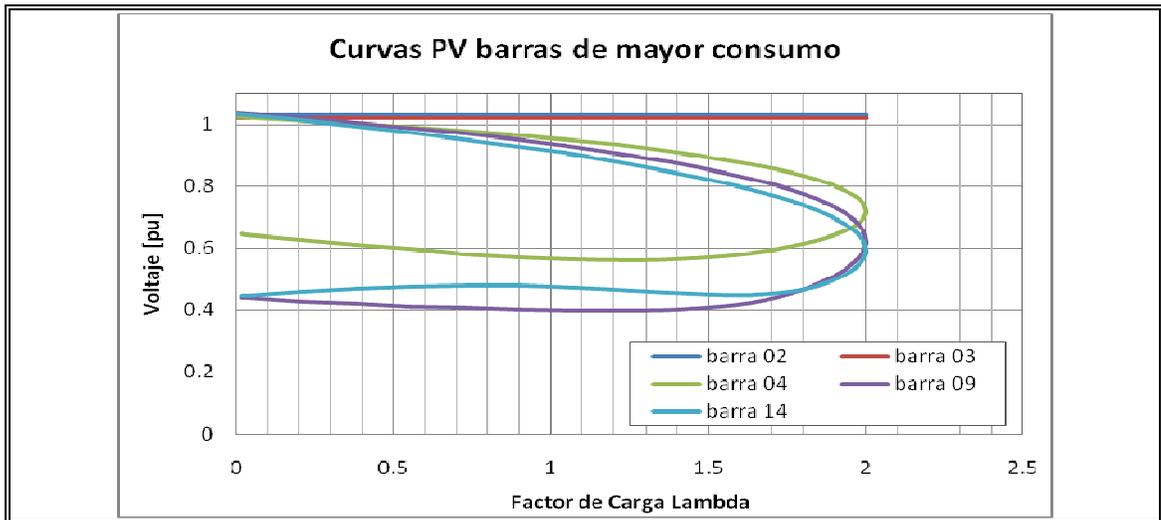


Figura C-5: Curvas PV caso Base +TCSC

### C.4.6 Caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC

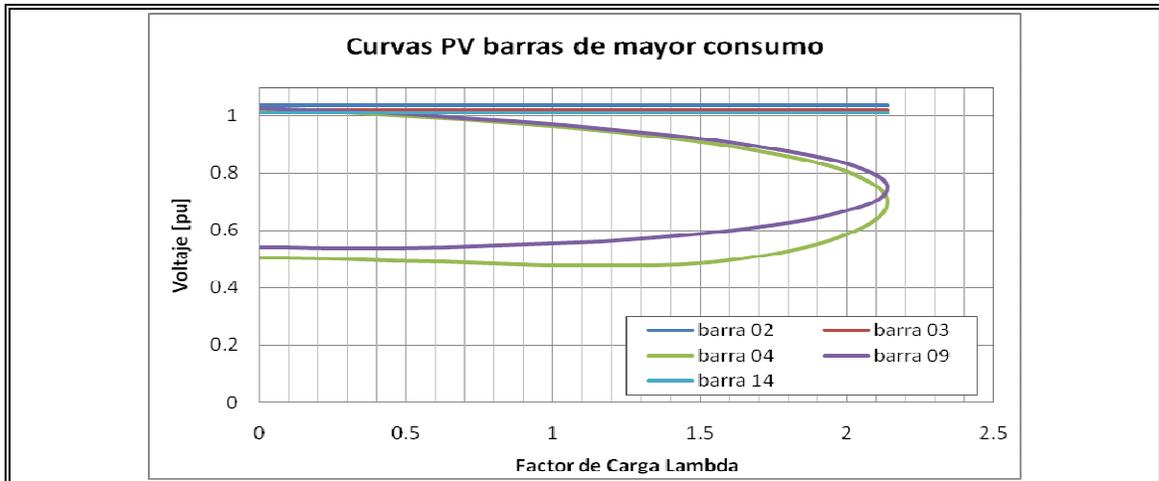


Figura C-6: Curvas PV caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC

### C.4.7 Caso Base2

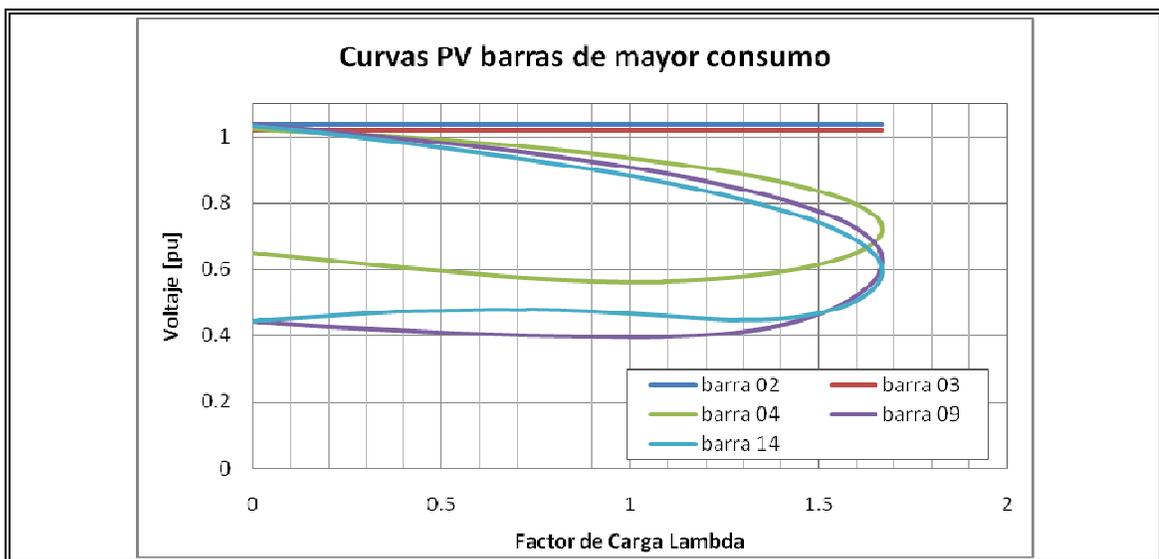


Figura C-7: Curvas PV caso Base2

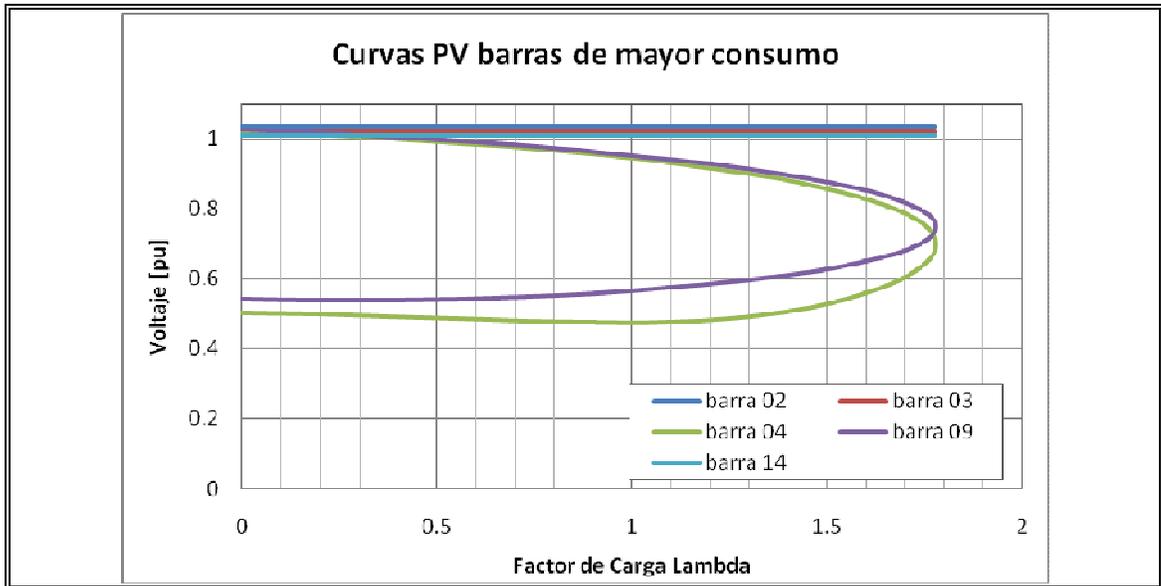
**C.4.8 Caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC**

Figura C-8: Curvas PV caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC

## C.5 Resultados Cortocircuito Trifásico

Se presentan a continuación los resultados de aplicar un cortocircuito trifásico en la barra 5 del SEP IEEE-14 barras en el instante arbitrario  $t = 5$  segundos, el cual tiene una duración de 6 ciclos (100 ms), al cabo de los cuales se despeja exitosamente la falla y se simula hasta el segundo 26. Los casos utilizados son los definidos al final del capítulo 4.

Para cada caso se muestran los siguientes gráficos:

- Ángulo de rotor: en esta figura se muestra la diferencia de las señales de los ángulos de rotor del generador conectado a la barra 1 y el generador conectado a la barra 2. Este gráfico se usa para determinar la mayor oscilación de ángulo de rotor posterior al cortocircuito trifásico aplicado.
- Derivada de ángulo de rotor: se muestra la derivada de la señal de ángulo de rotor de los generadores, información que la métrica utiliza para determinar el tiempo de establecimiento de la derivada de la señales de ángulos de rotor dentro del rango  $\pm 0.3$  [ $^{\circ}/s$ ].
- Voltaje en barra 5: se muestra en este gráfico el voltaje de la barra de cortocircuito.
- Derivada de voltaje en barra 5: se muestra la derivada de la señal de voltaje en la barra de cortocircuito, ya que la métrica busca determinar el tiempo de establecimiento de la derivada de la señal de voltaje en la barra cortocircuitada dentro del rango  $\pm 0.1$ (pu/s).

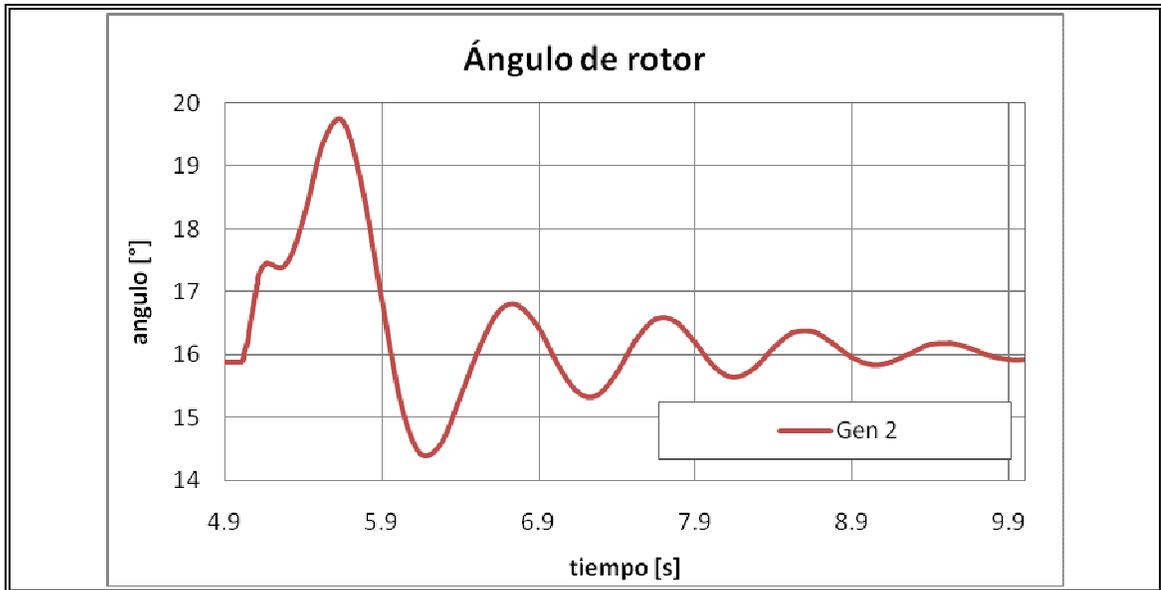
**C.5.1 Caso Base**

Figura C-9: Ángulos de rotor caso Base

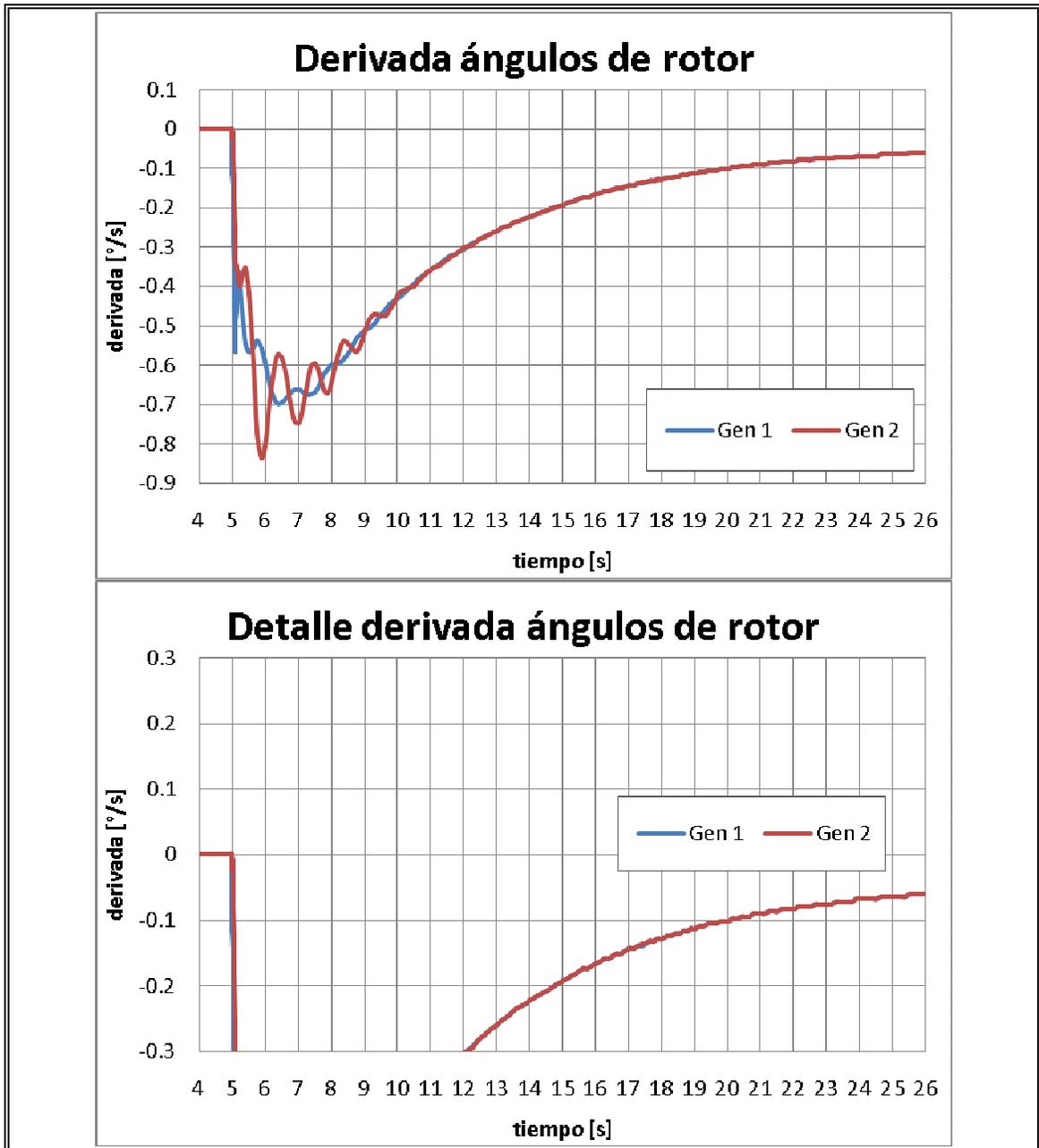


Figura C-10: Derivada ángulos de rotor caso Base

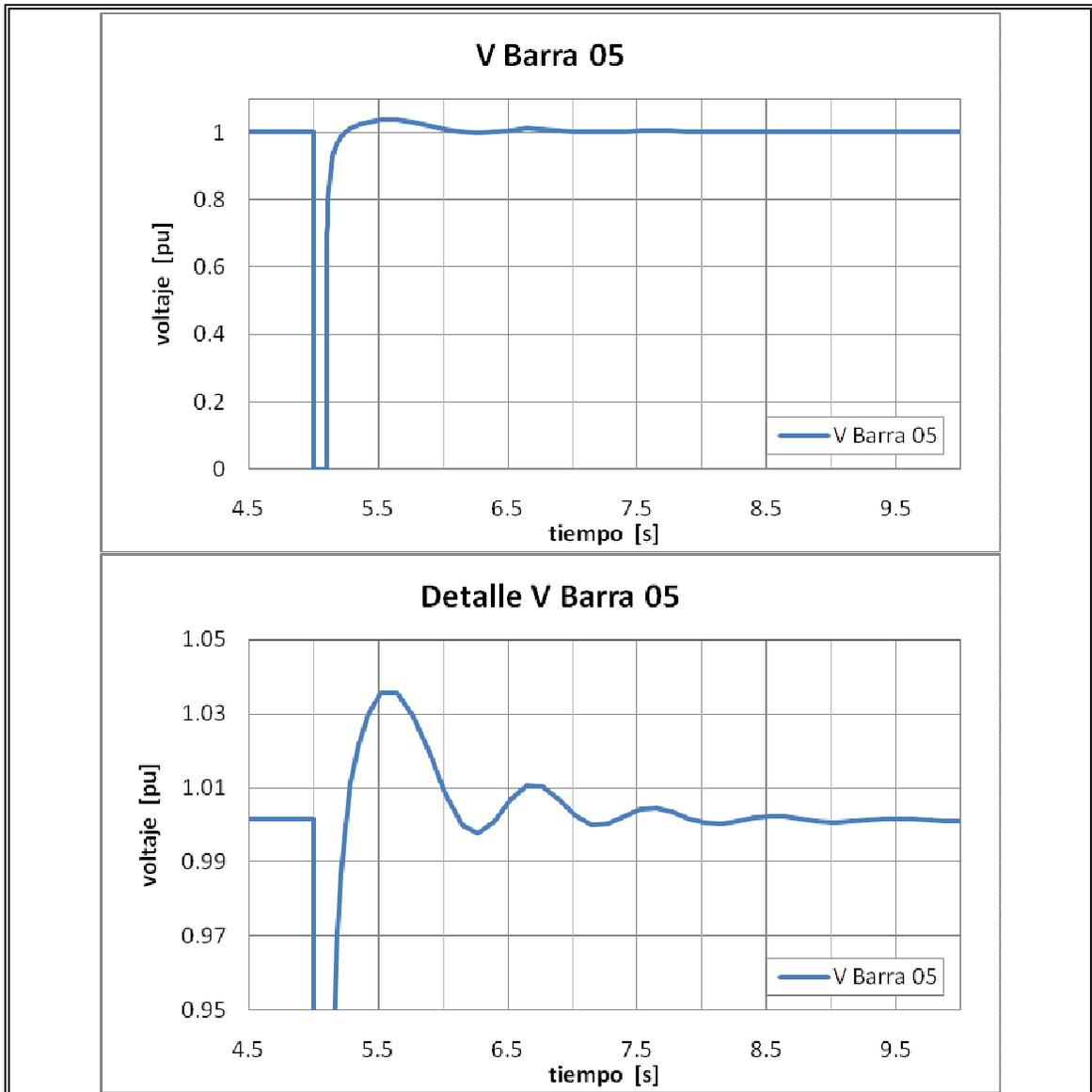


Figura C-11: Voltaje barra 5 caso Base

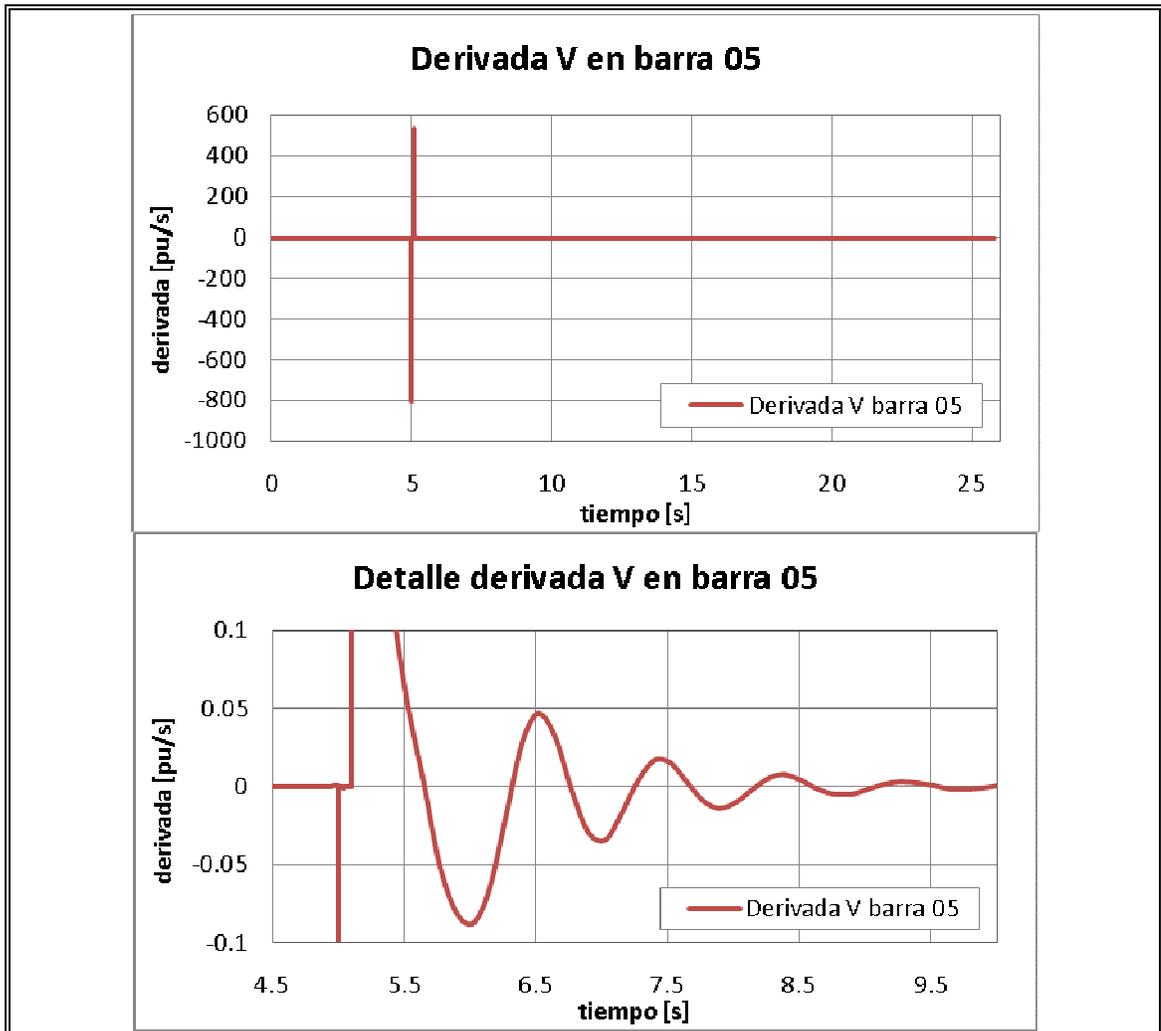


Figura C-12: Derivada voltaje barra 5 caso Base

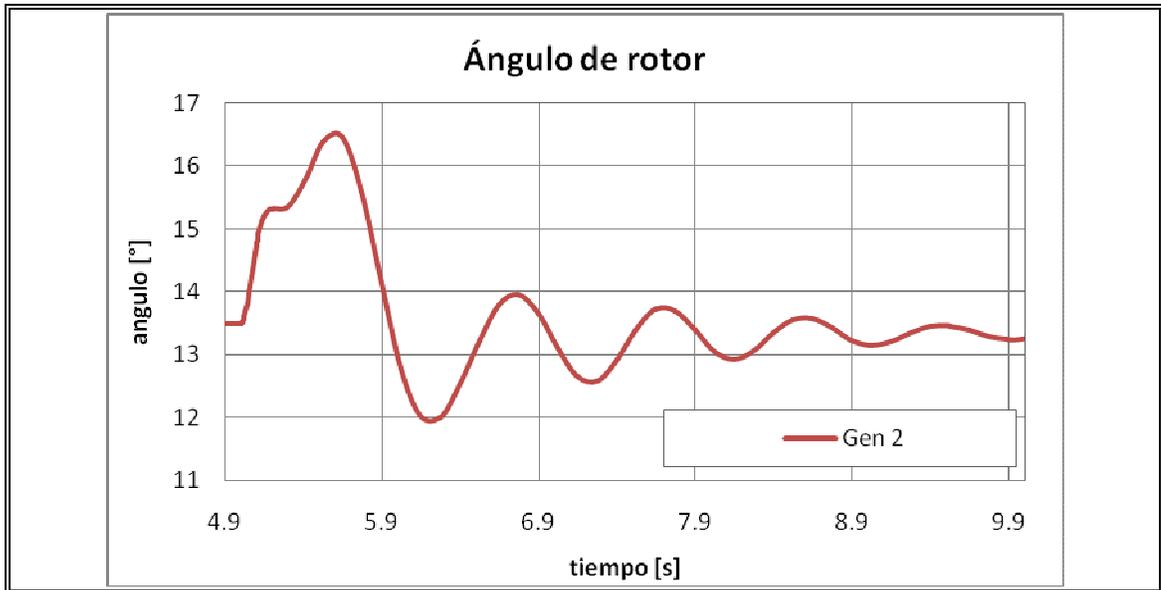
**C.5.2 Caso Base+TG**

Figura C-13: Ángulos de rotor caso Base+TG

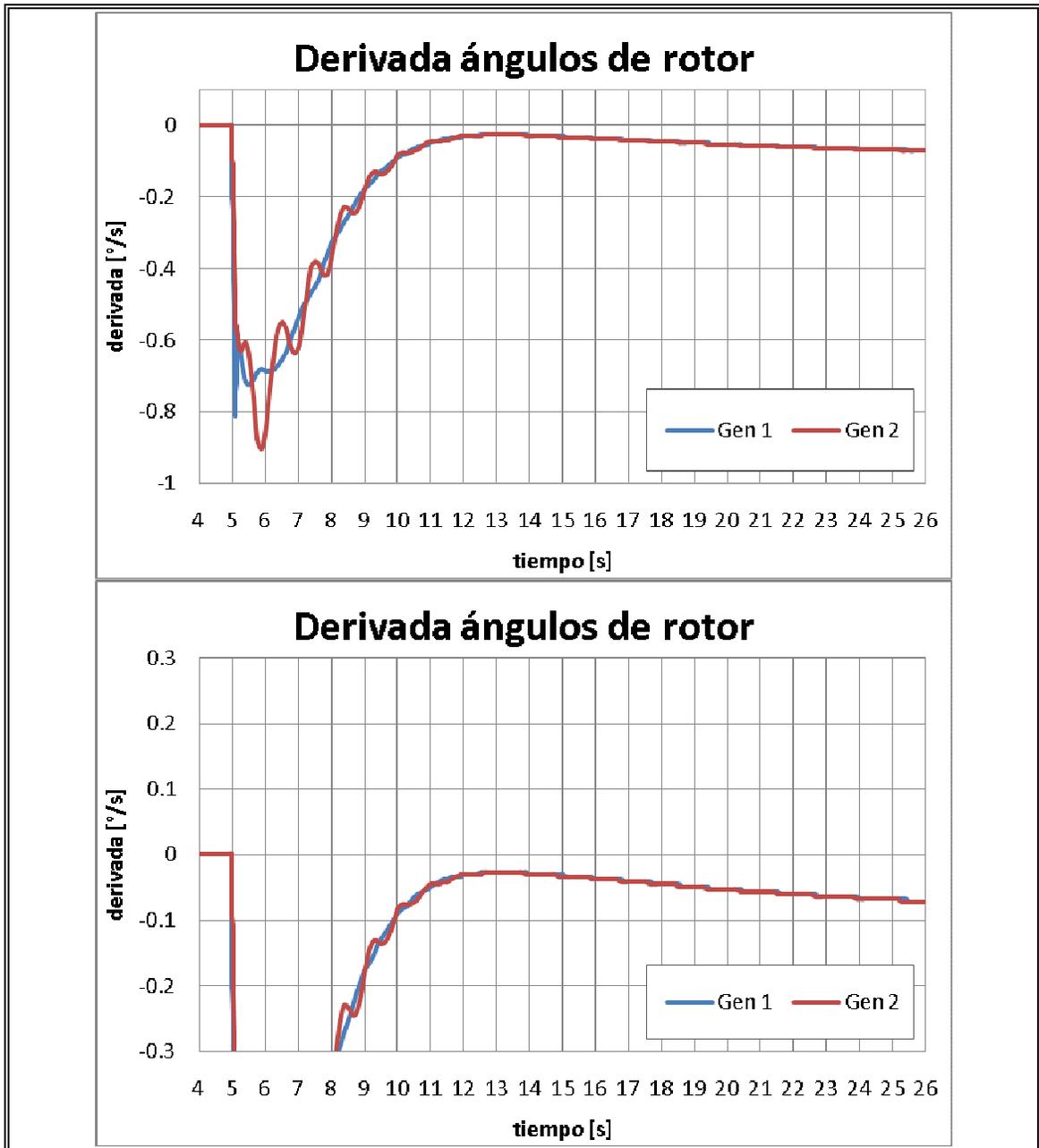


Figura C-14: Derivada ángulo de rotor caso Base+TG

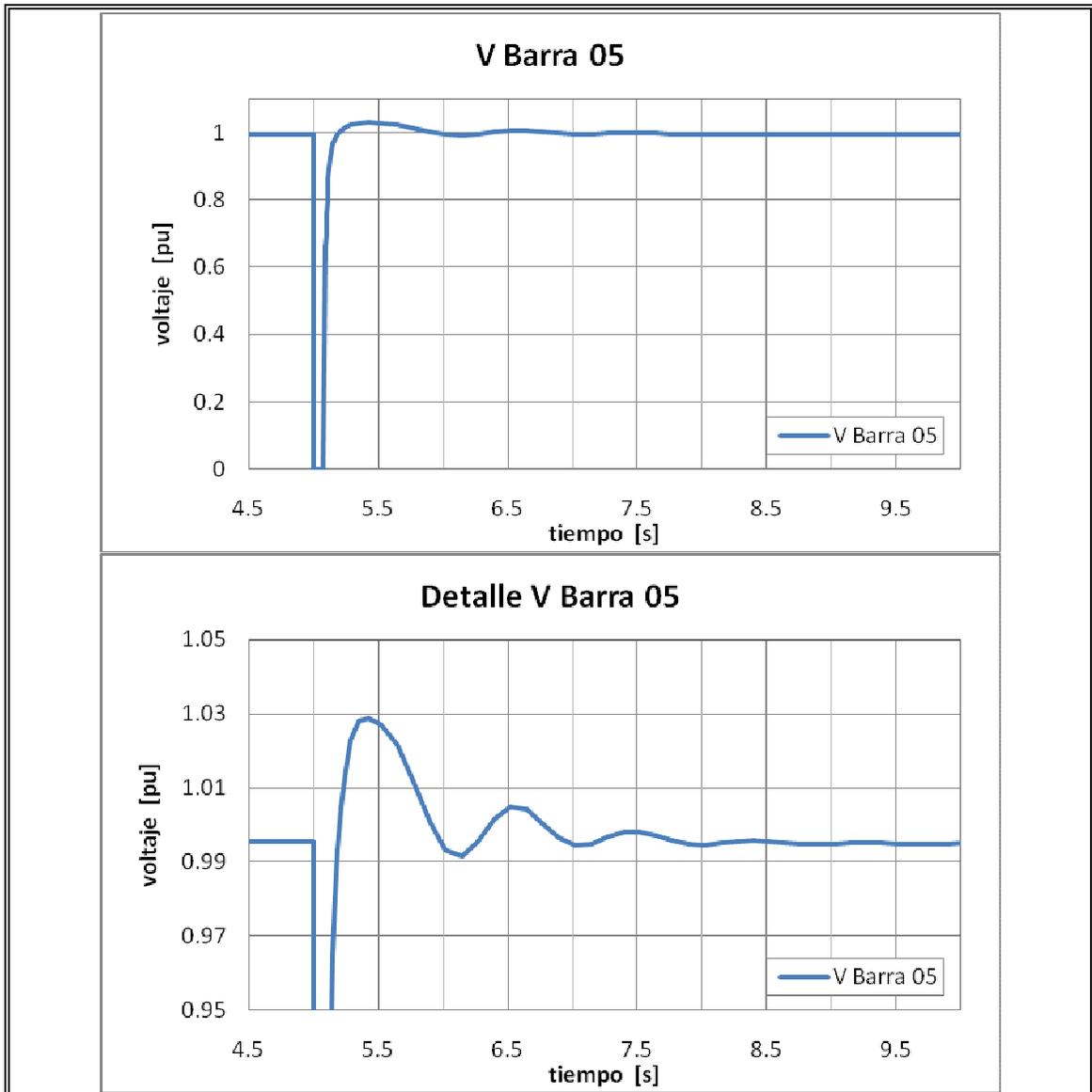


Figura C-15: Voltaje barra 5 caso Base+TG

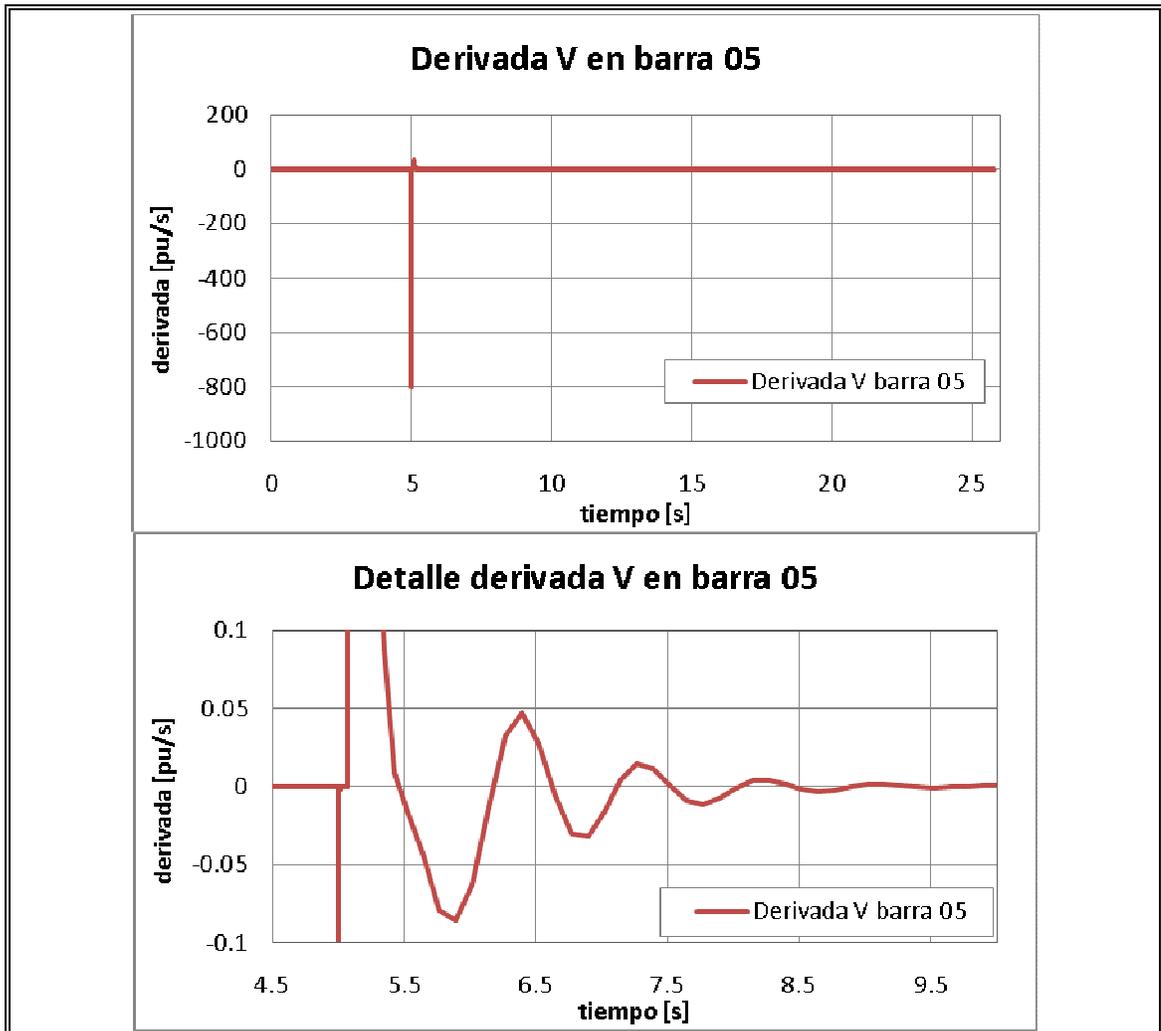


Figura C-16: Derivada voltaje barra 5 caso Base+TG

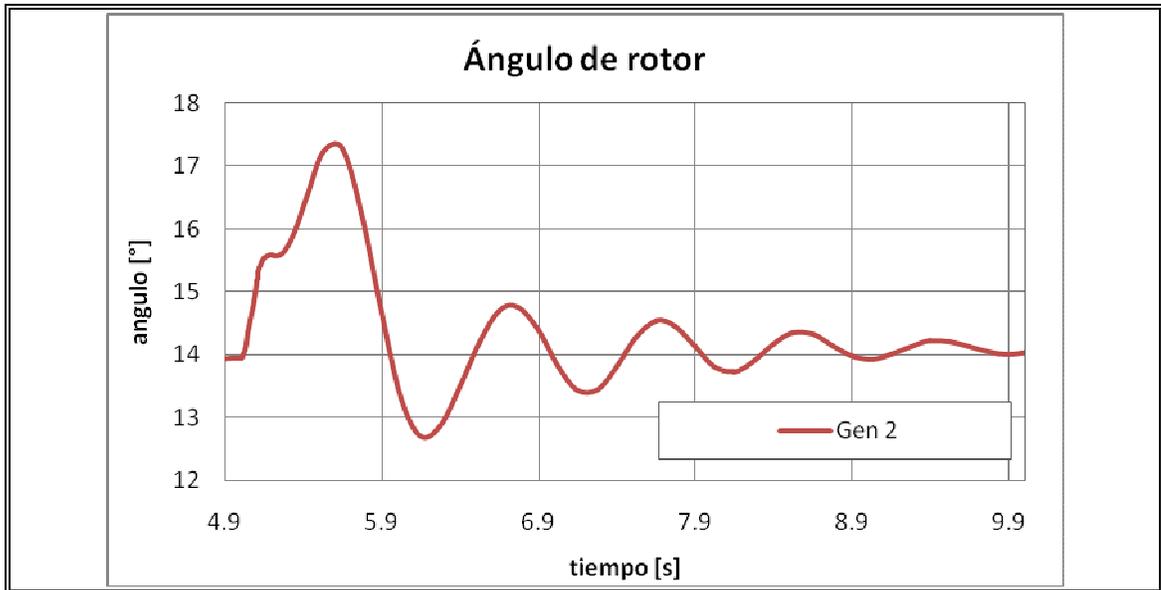
**C.5.3 Caso Base+SVC**

Figura C-17: Ángulos de rotor caso Base+SVC

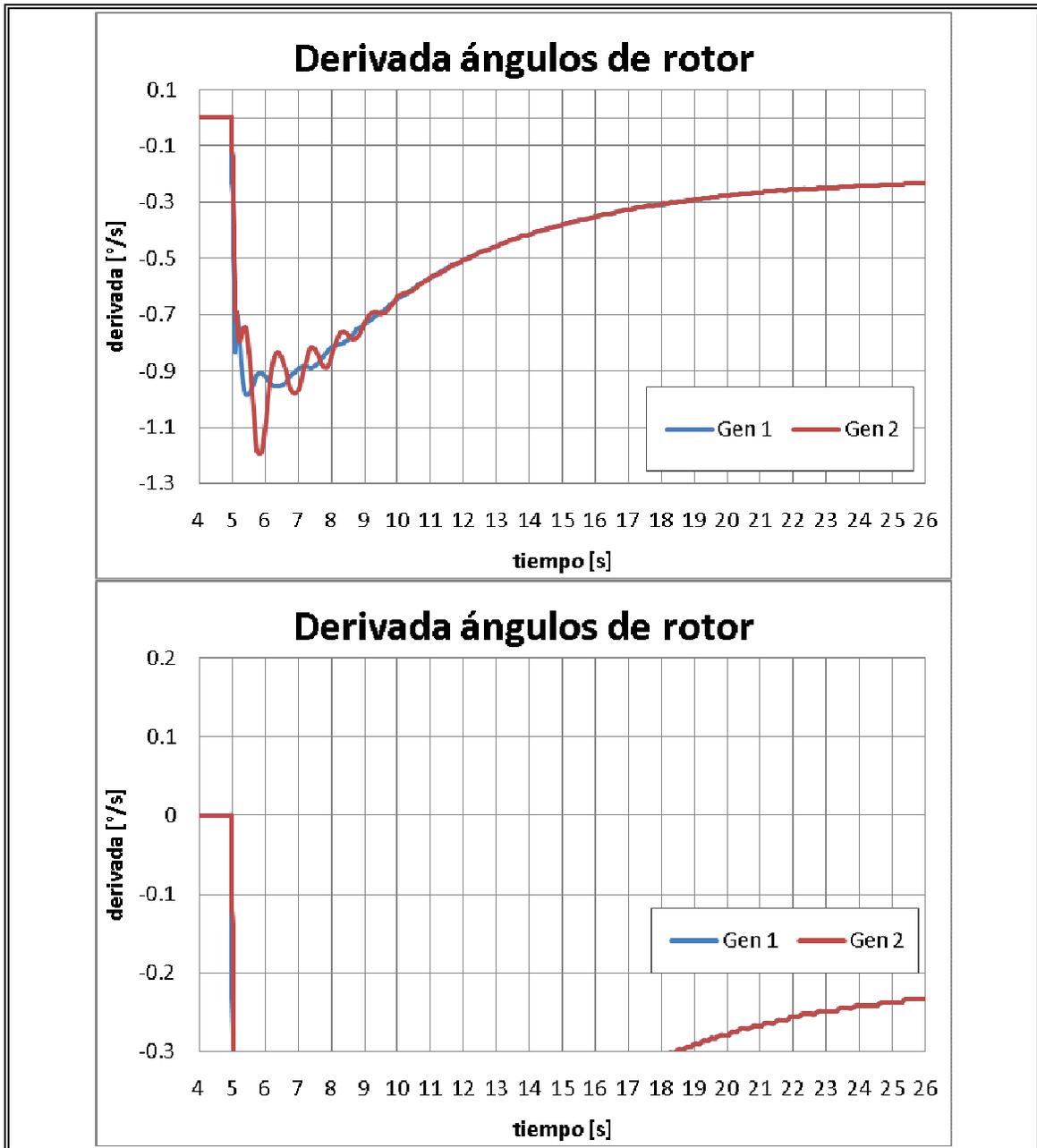


Figura C-18: Derivada ángulo de rotor caso Base+SVC

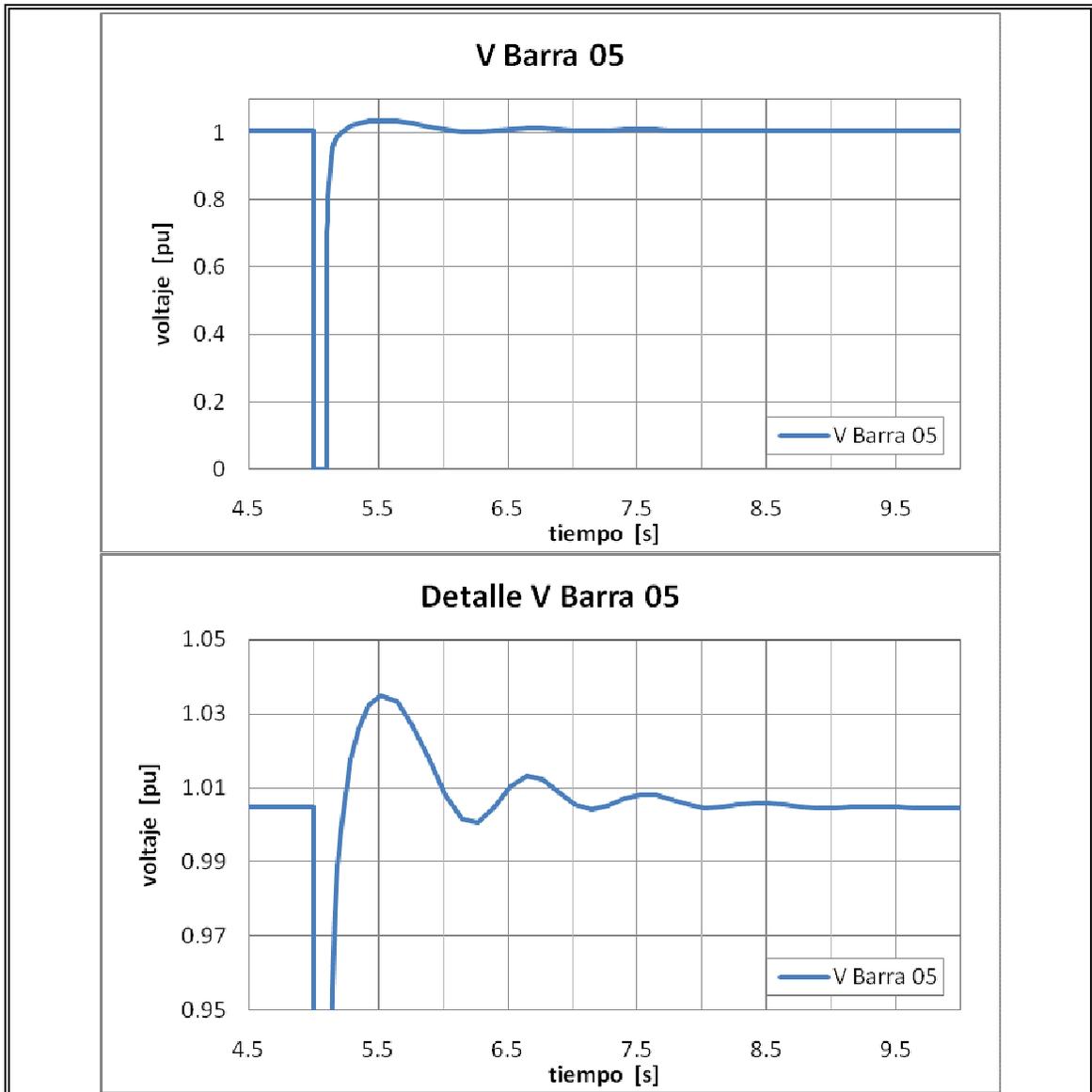


Figura C-19: Voltaje barra 5 caso Base+SVC

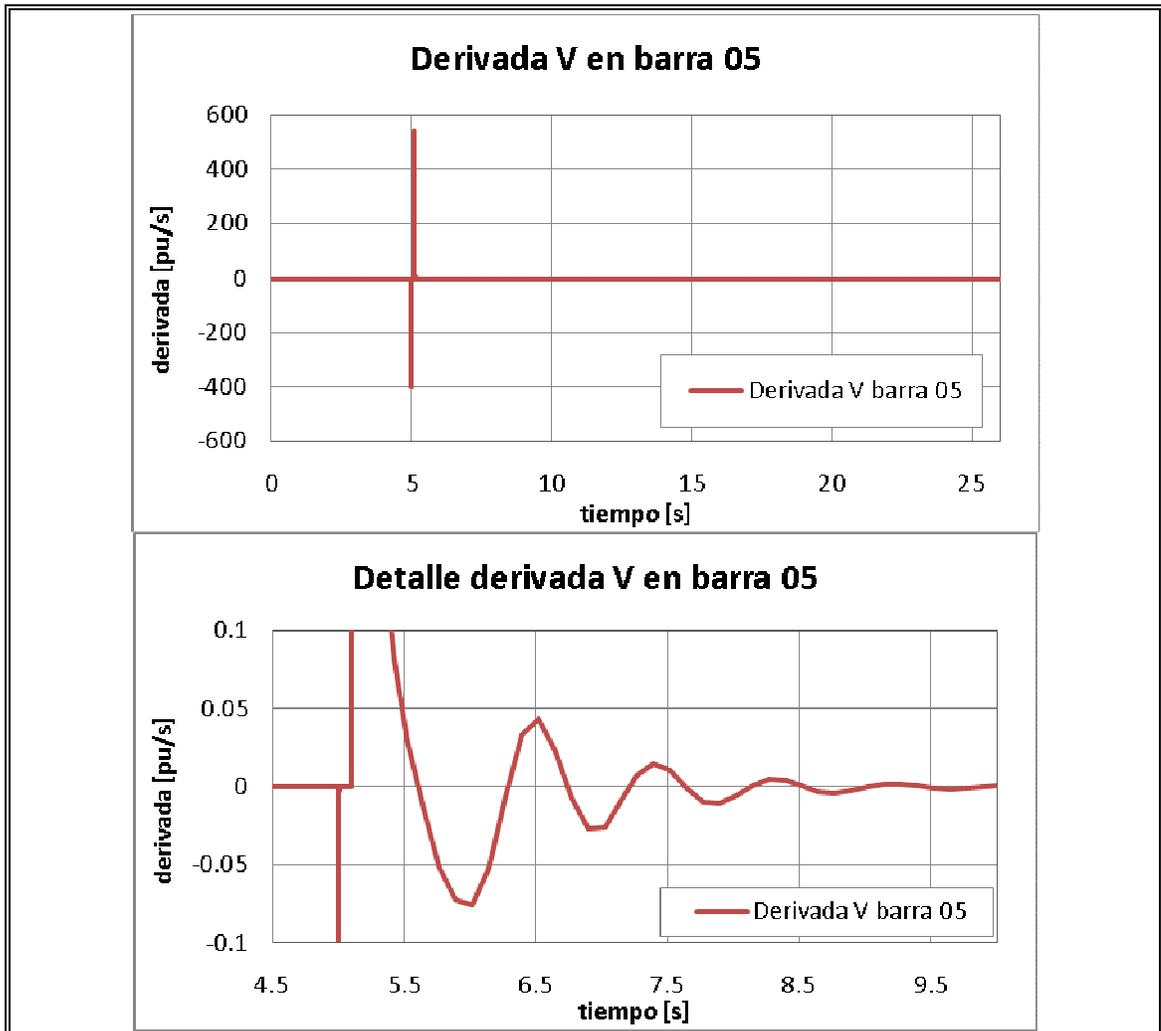


Figura C-20: Derivada voltaje barra 5 caso Base+SVC

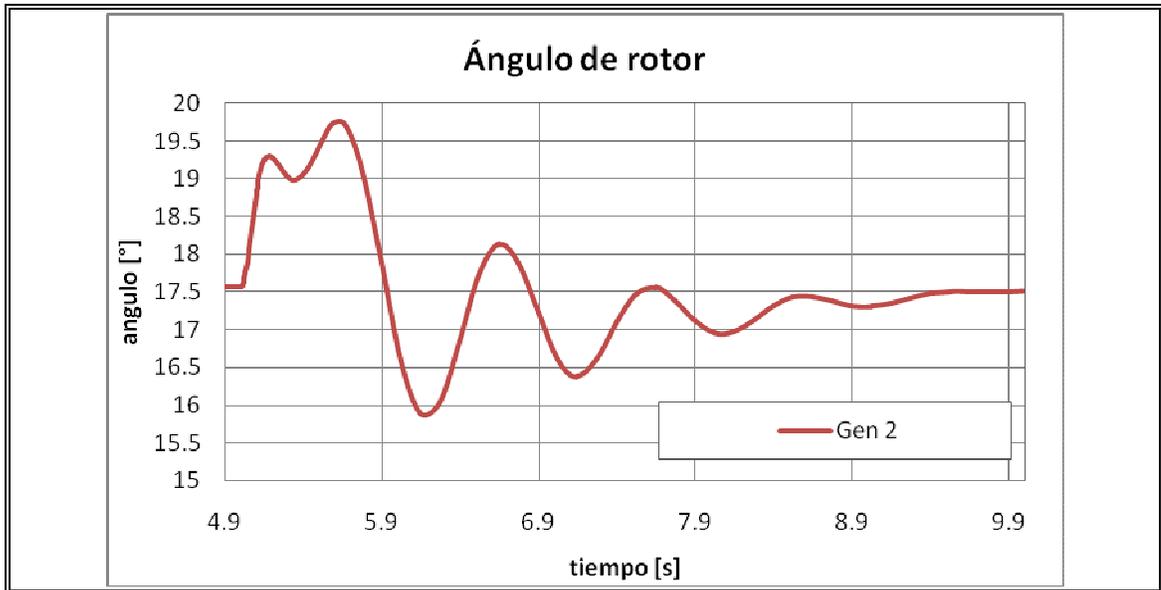
**C.5.4 Caso Base+PSS**

Figura C-21: Ángulos de rotor caso Base+PSS

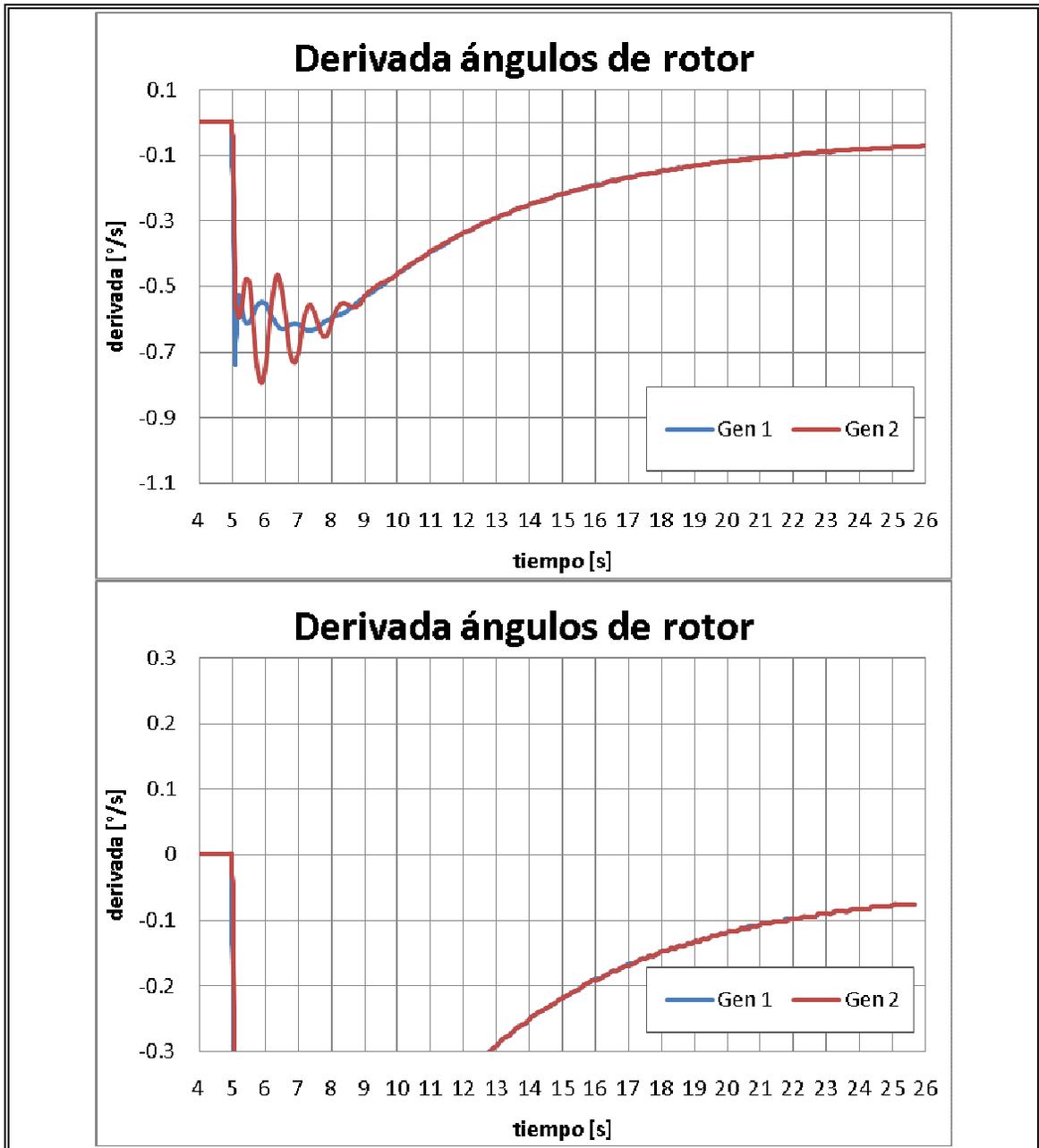


Figura C-22: Derivada ángulos de rotor caso Base+PSS

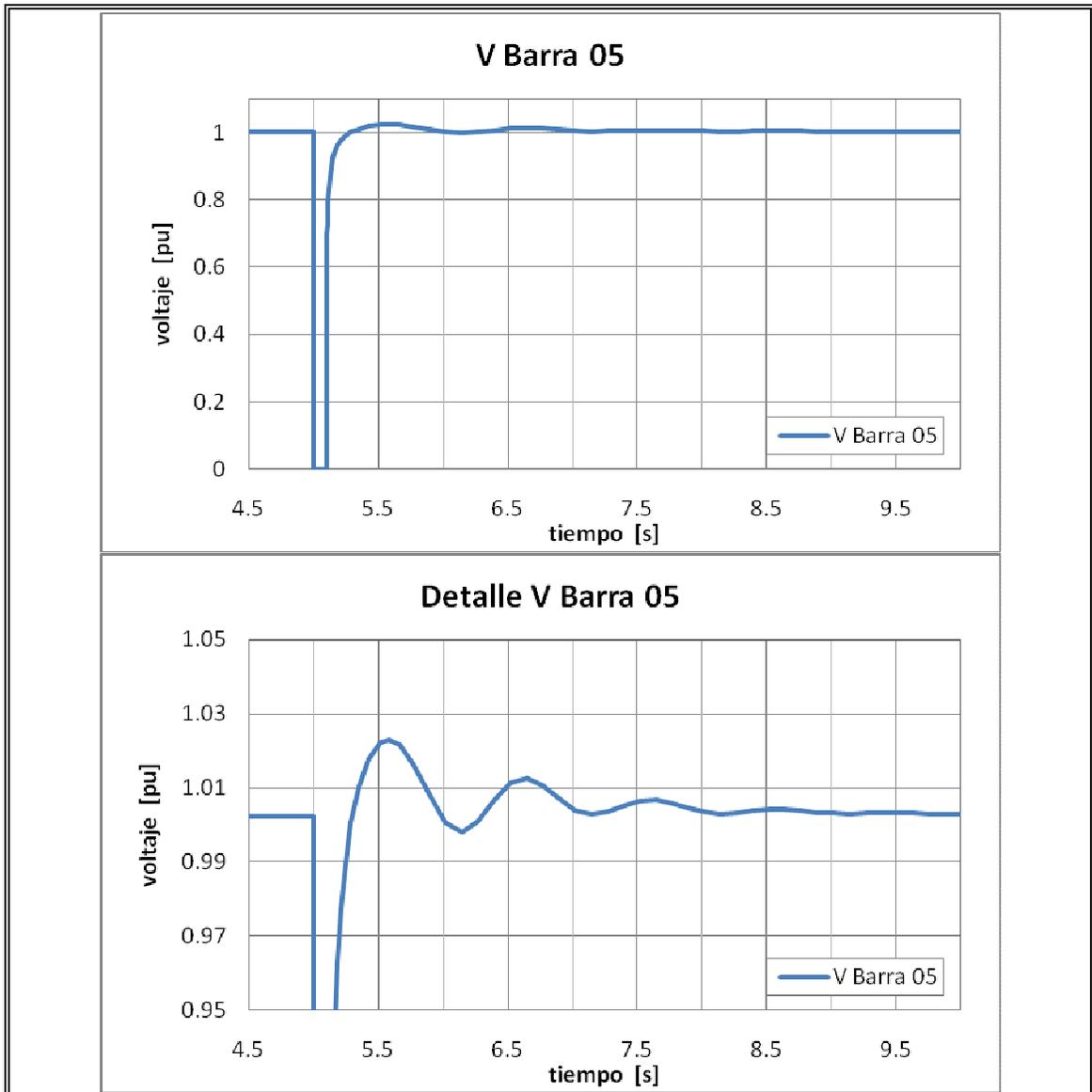


Figura C-23: Voltaje barra 5 caso Base+PSS

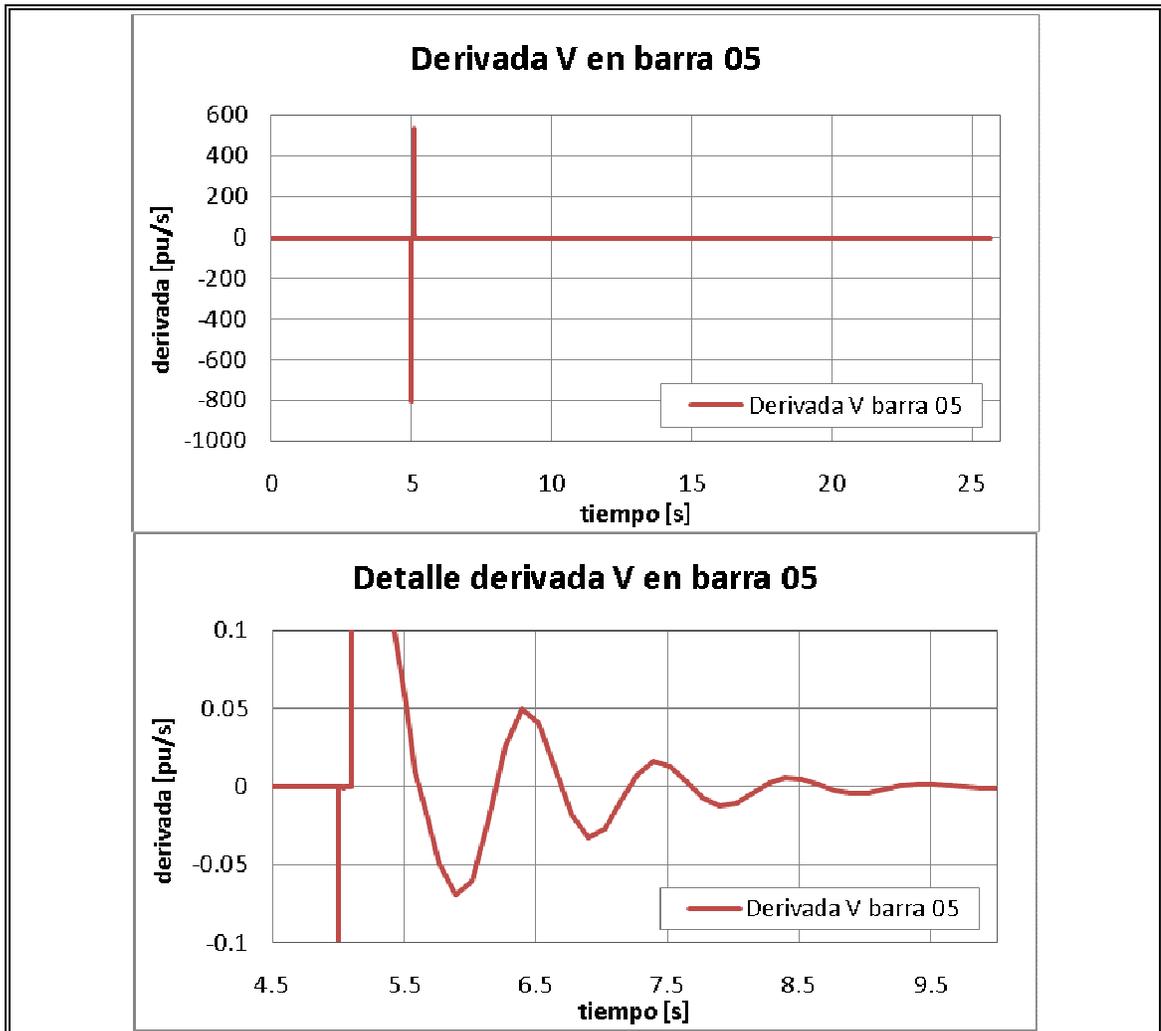


Figura C-24: Derivada voltaje barra 5 caso Base+PSS

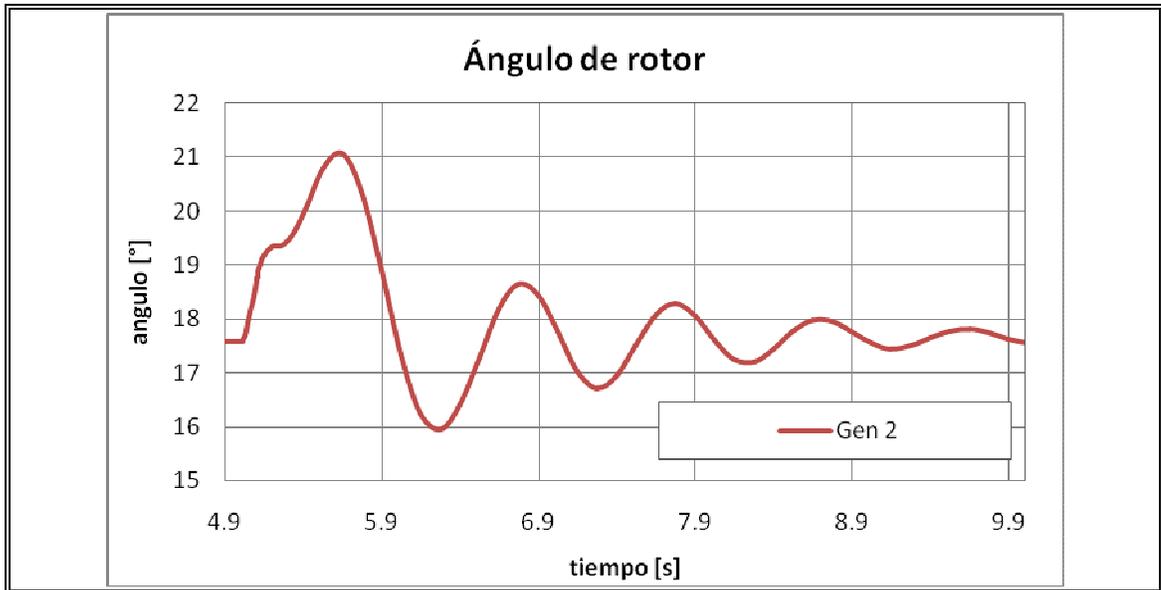
**C.5.5 Caso Base+TCSC**

Figura C-25: Ángulos de rotor caso Base+TCSC

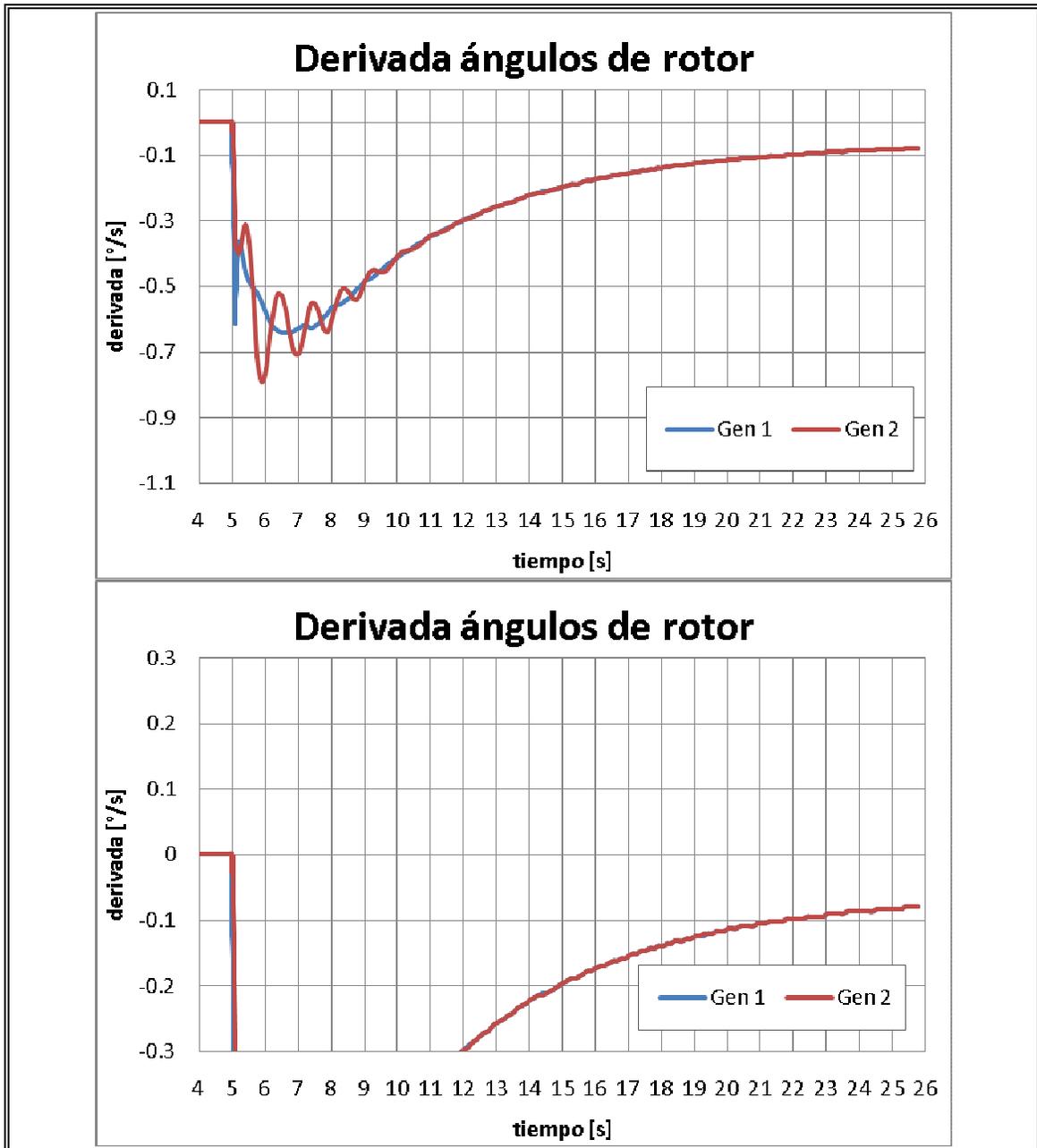


Figura C-26: Derivada ángulos de rotor caso Base+TCSC

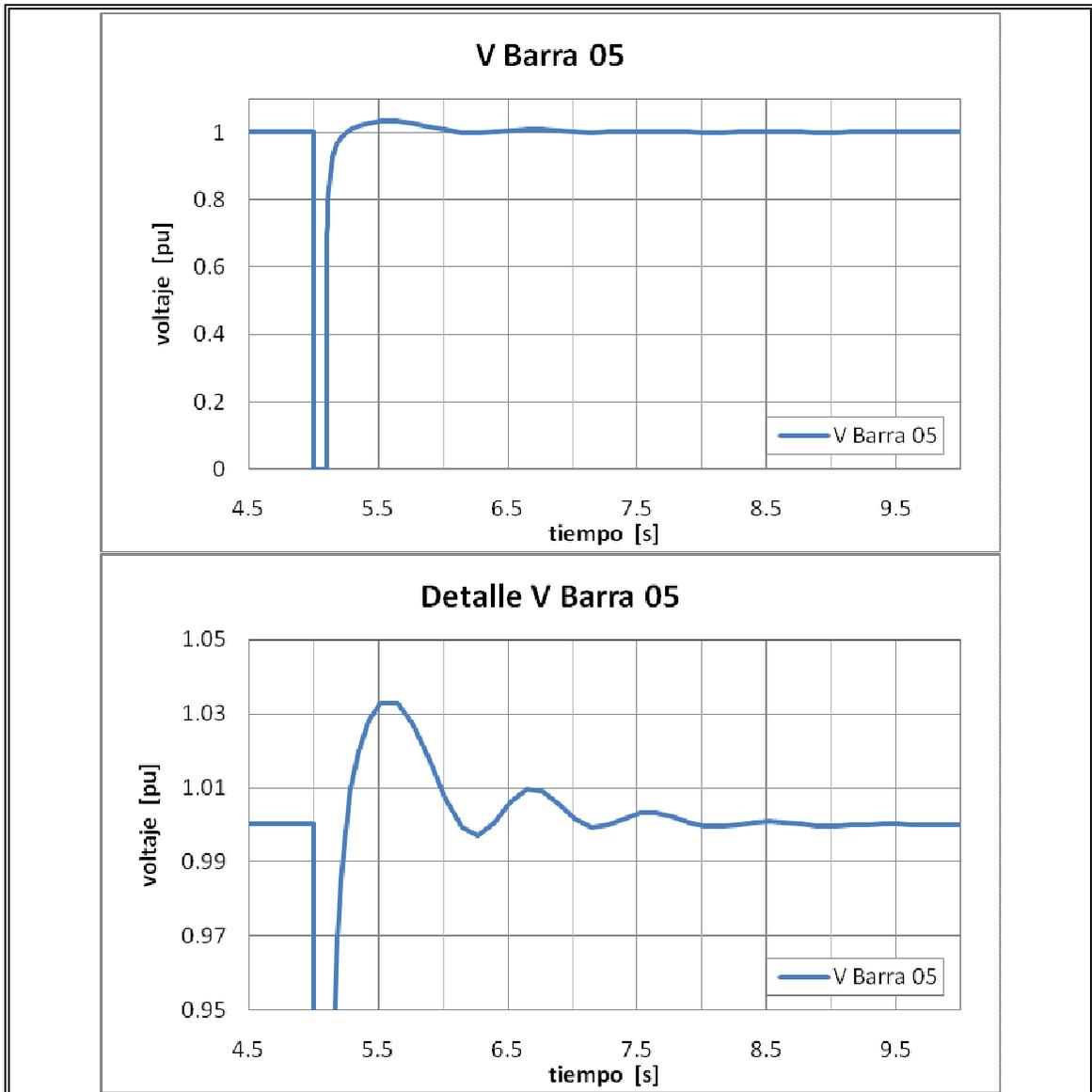


Figura C-27: Voltaje barra 5 caso Base+TCSC

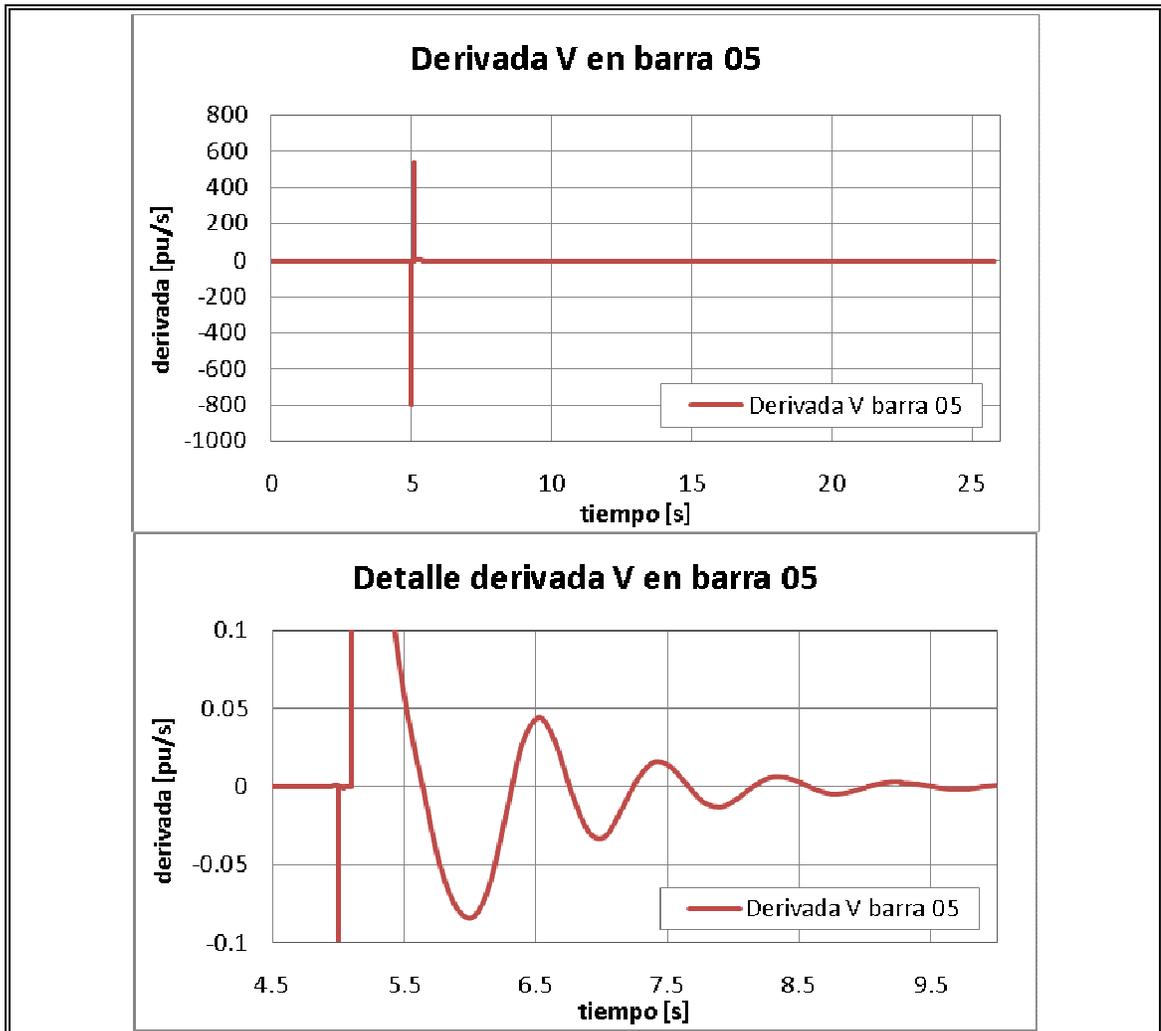


Figura C-28: Derivada voltaje barra 5 caso Base+TCSC

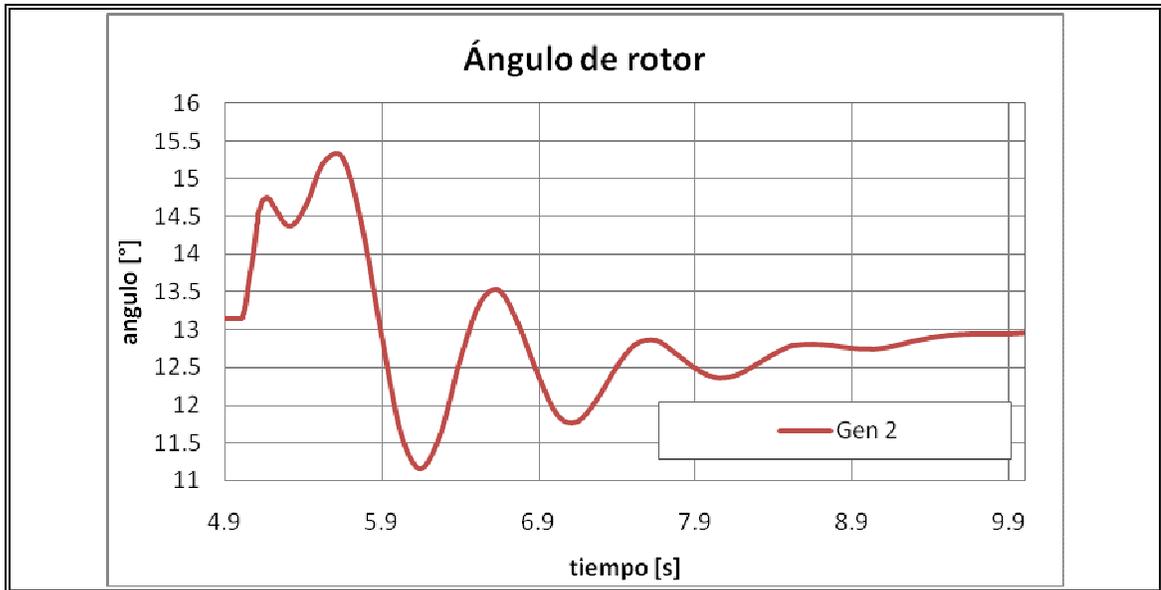
**C.5.6 Caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC**

Figura C-29: Ángulos de rotor caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC

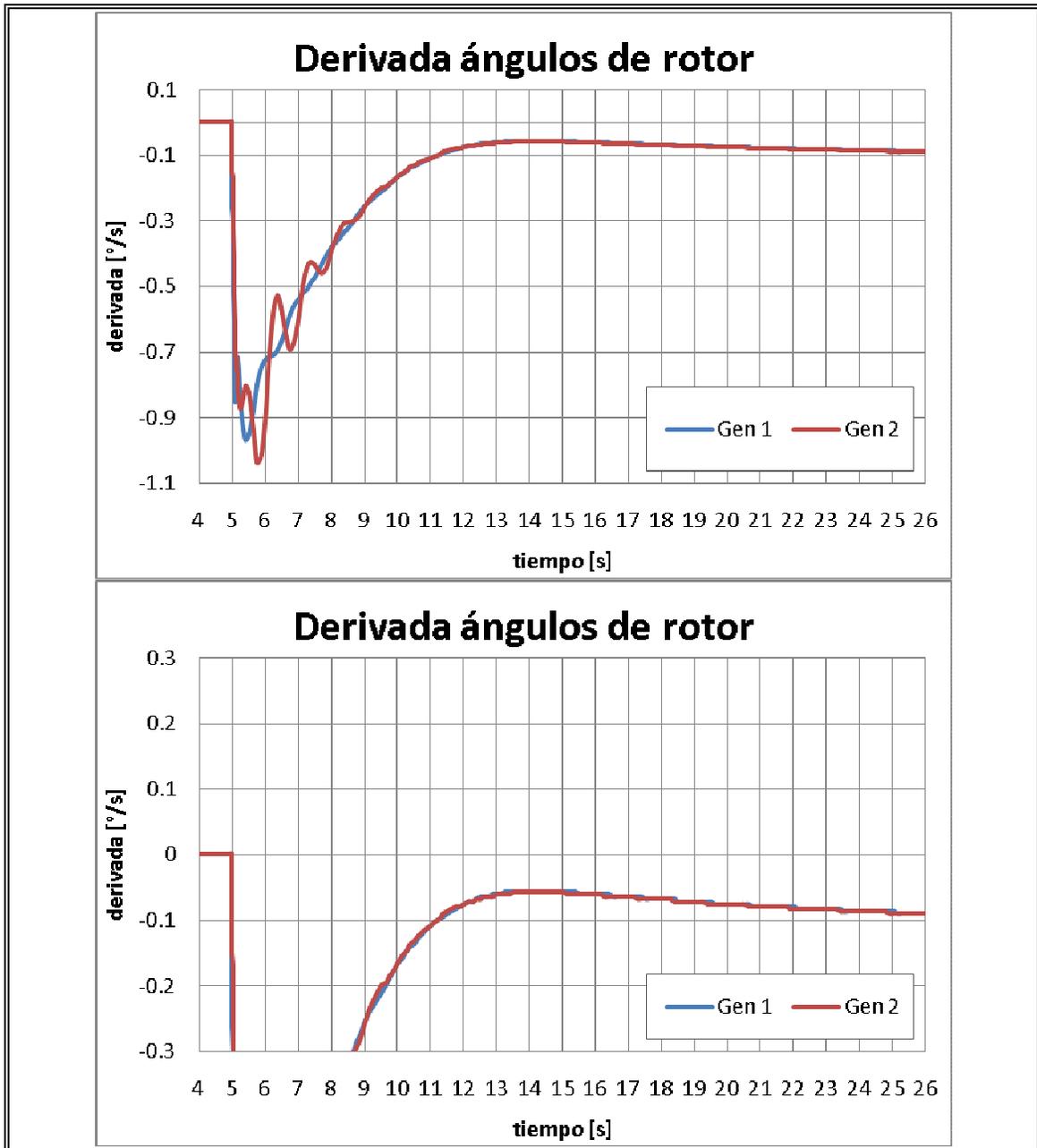


Figura C-30: Derivada ángulos de rotor caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC

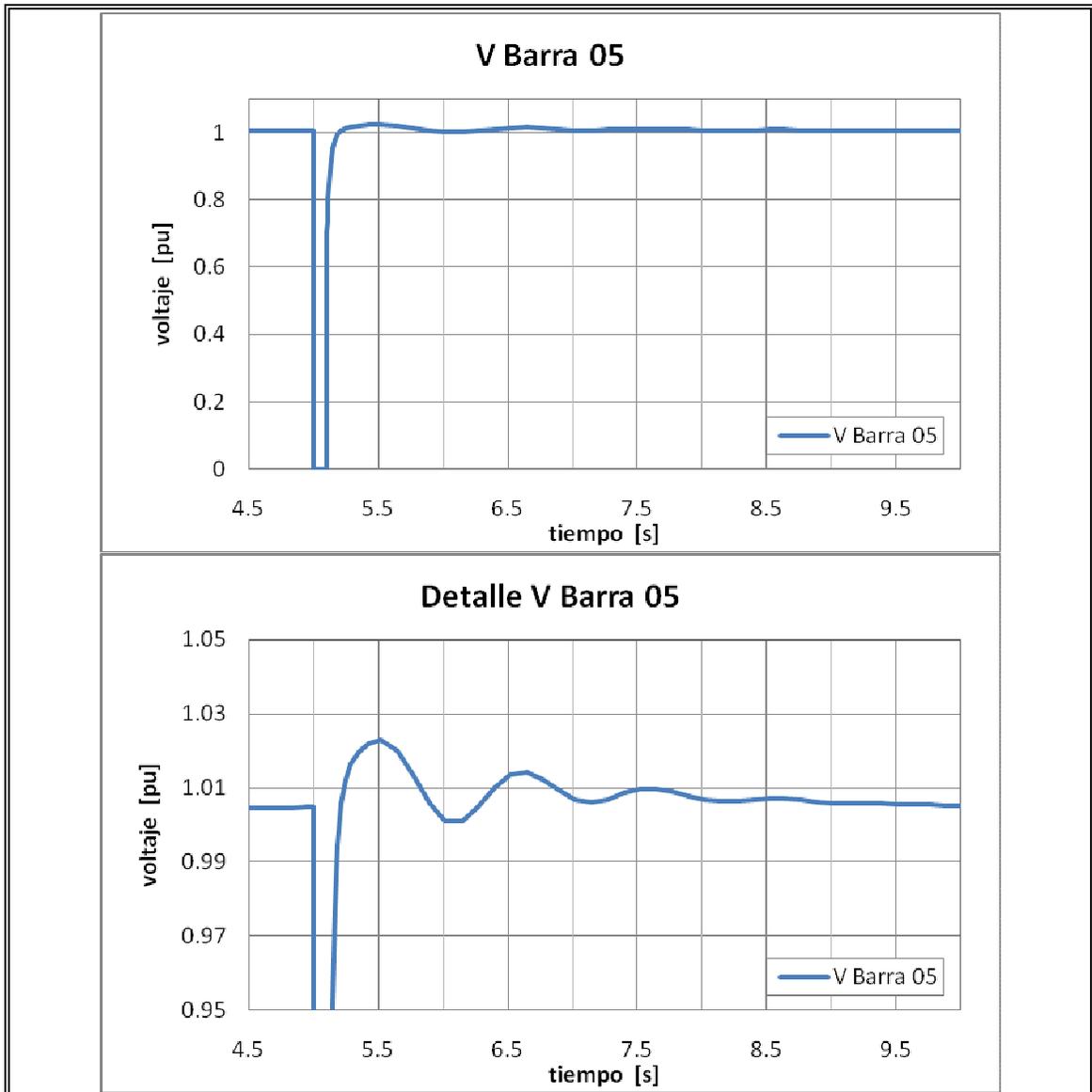


Figura C-31: Voltaje barra 5 caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC

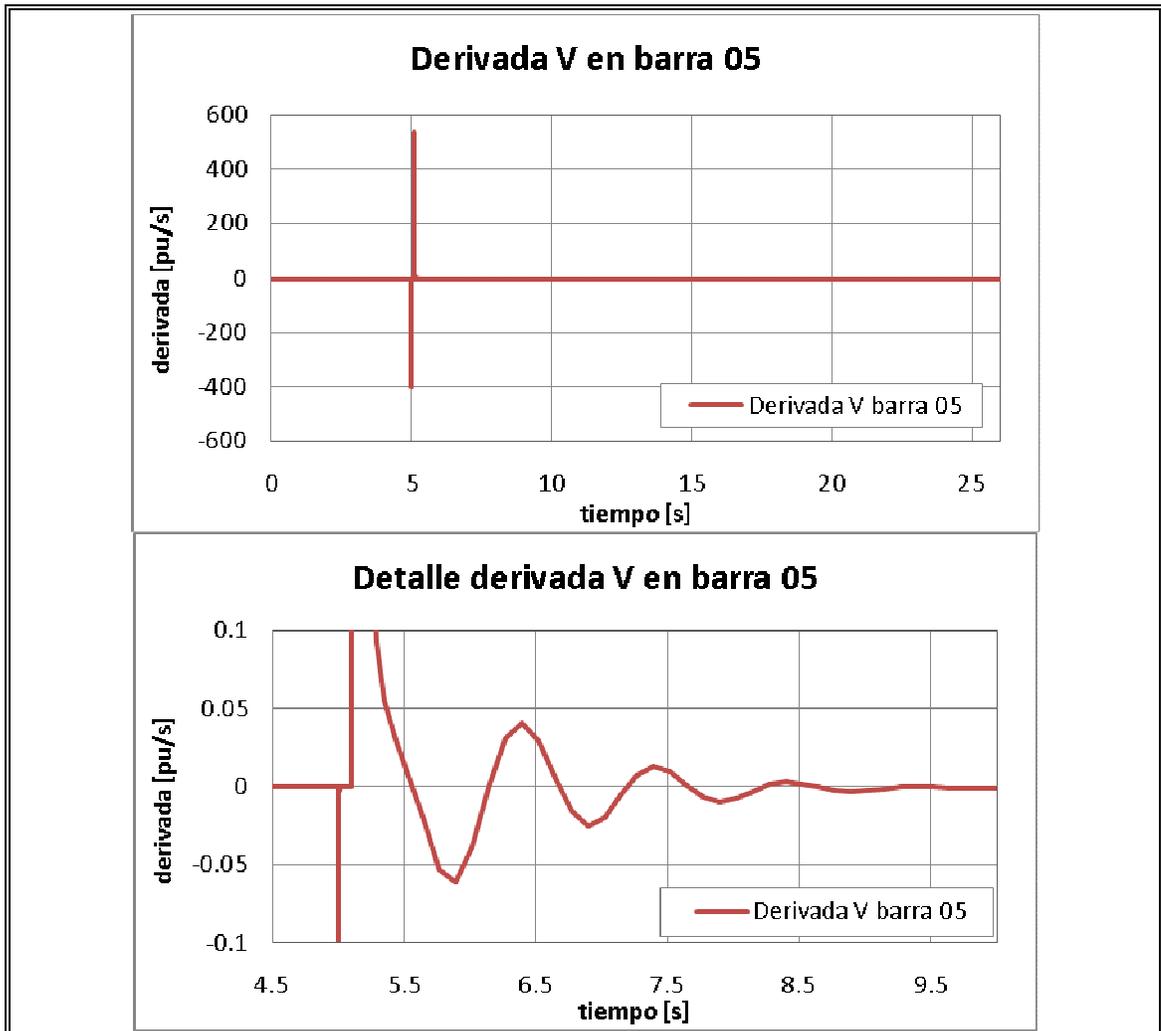


Figura C-32: Derivada voltaje barra 5 caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC

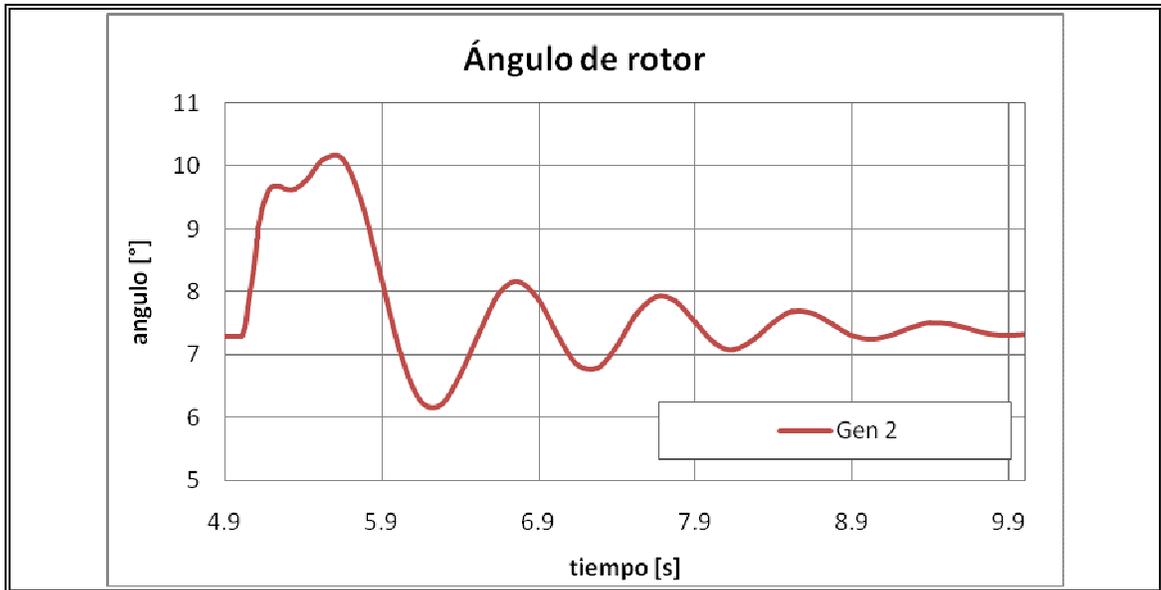
**C.5.7 Caso Base2**

Figura C-33: Ángulos de rotor caso Base2

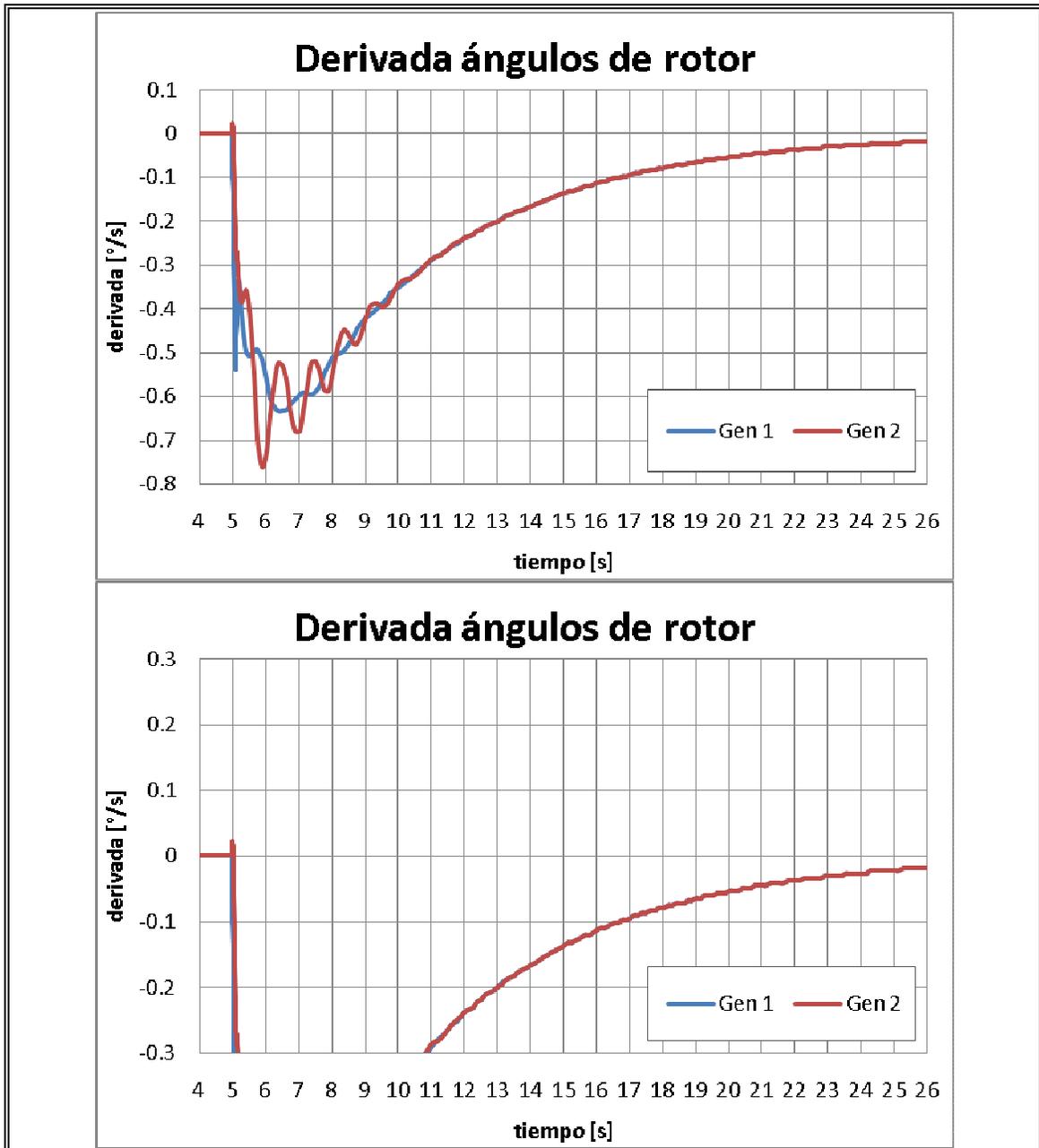


Figura C-34: Derivada ángulos de rotor caso Base2

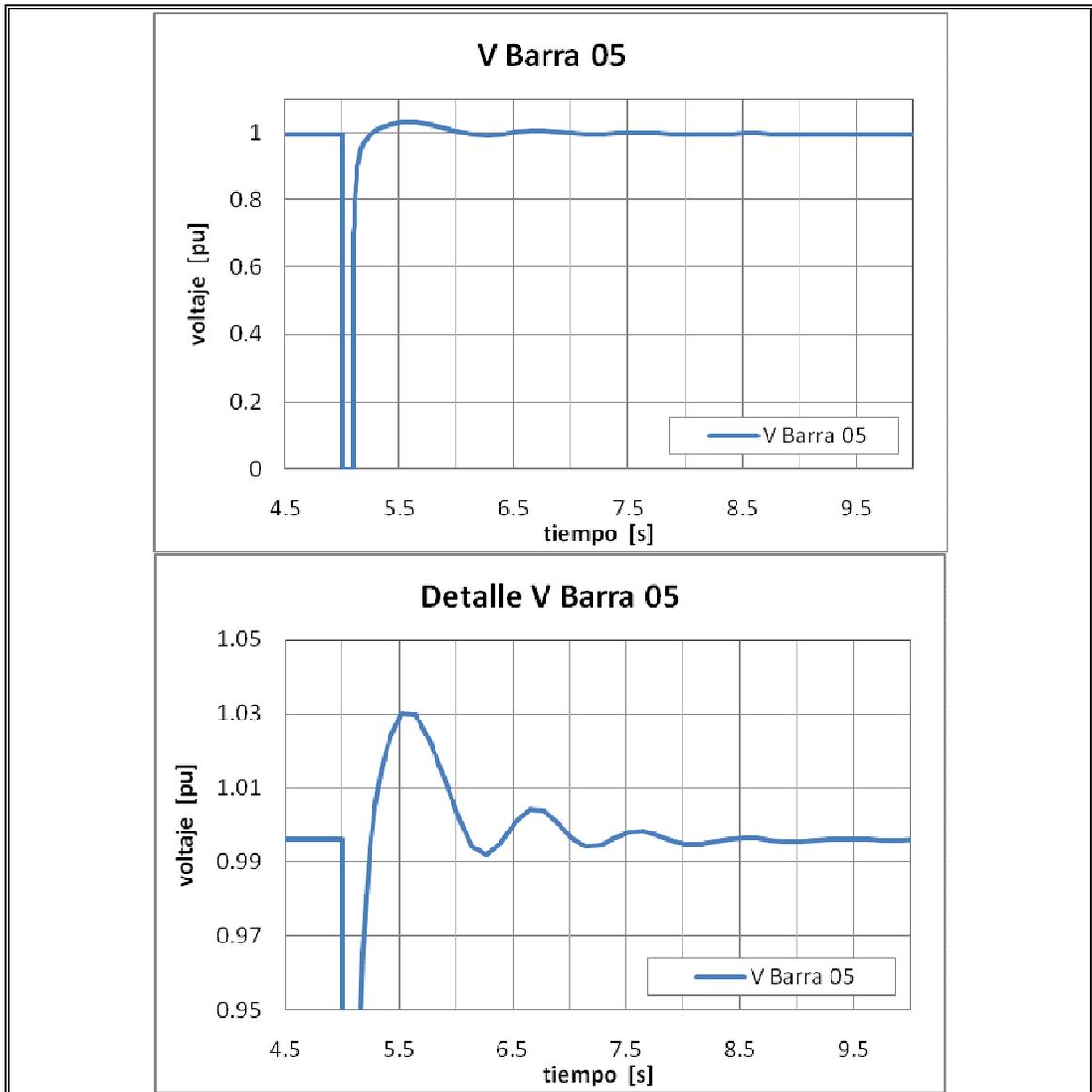


Figura C-35: Voltaje barra 5 caso Base2

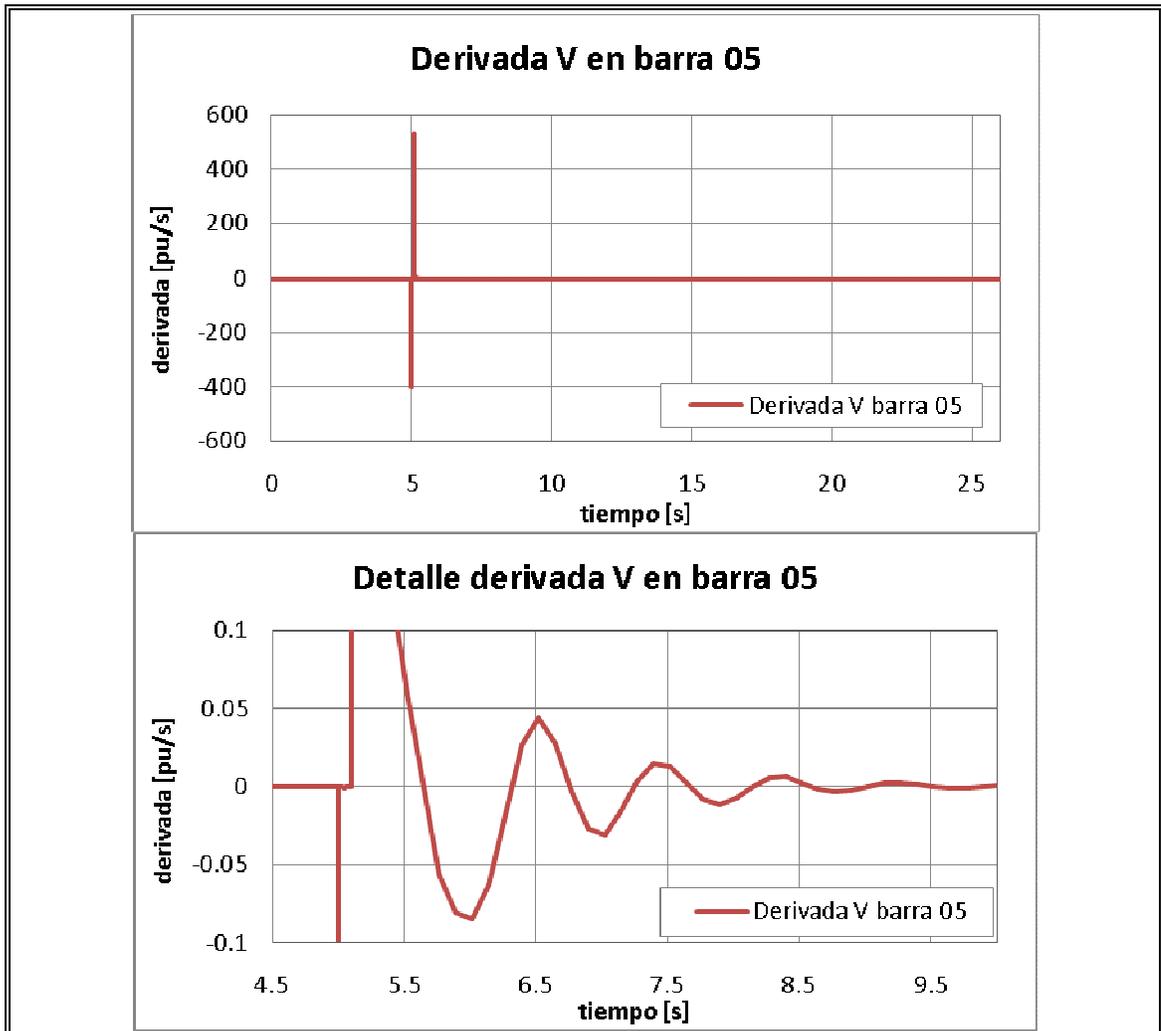


Figura C-36: Derivada voltaje barra 5 caso Base2

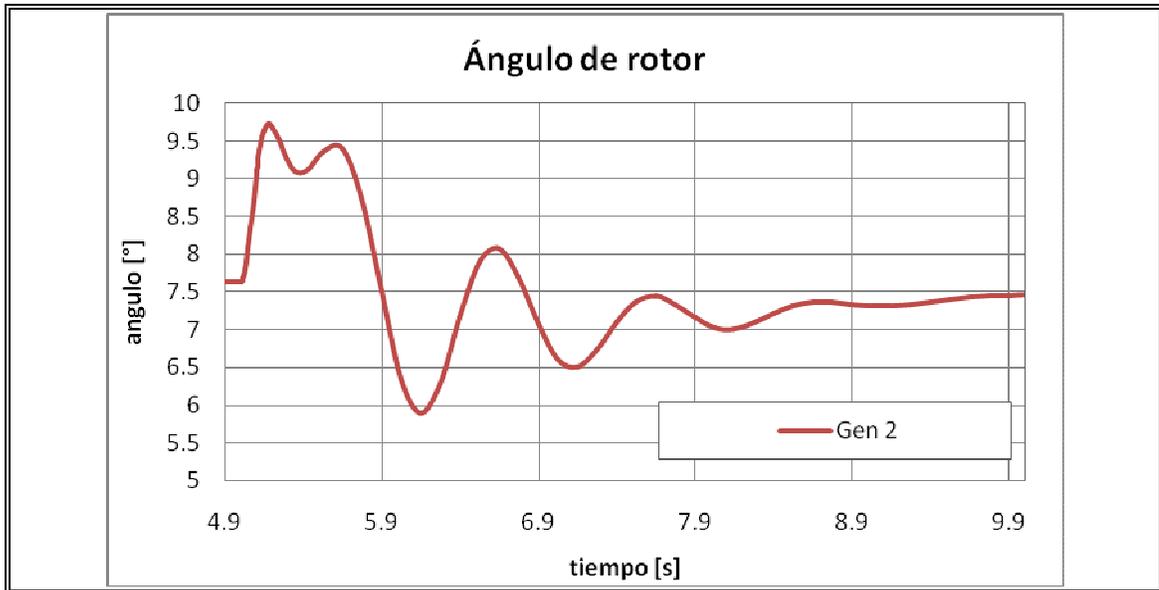
**C.5.8 Caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC**

Figura C-37: Ângulos de rotor caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC

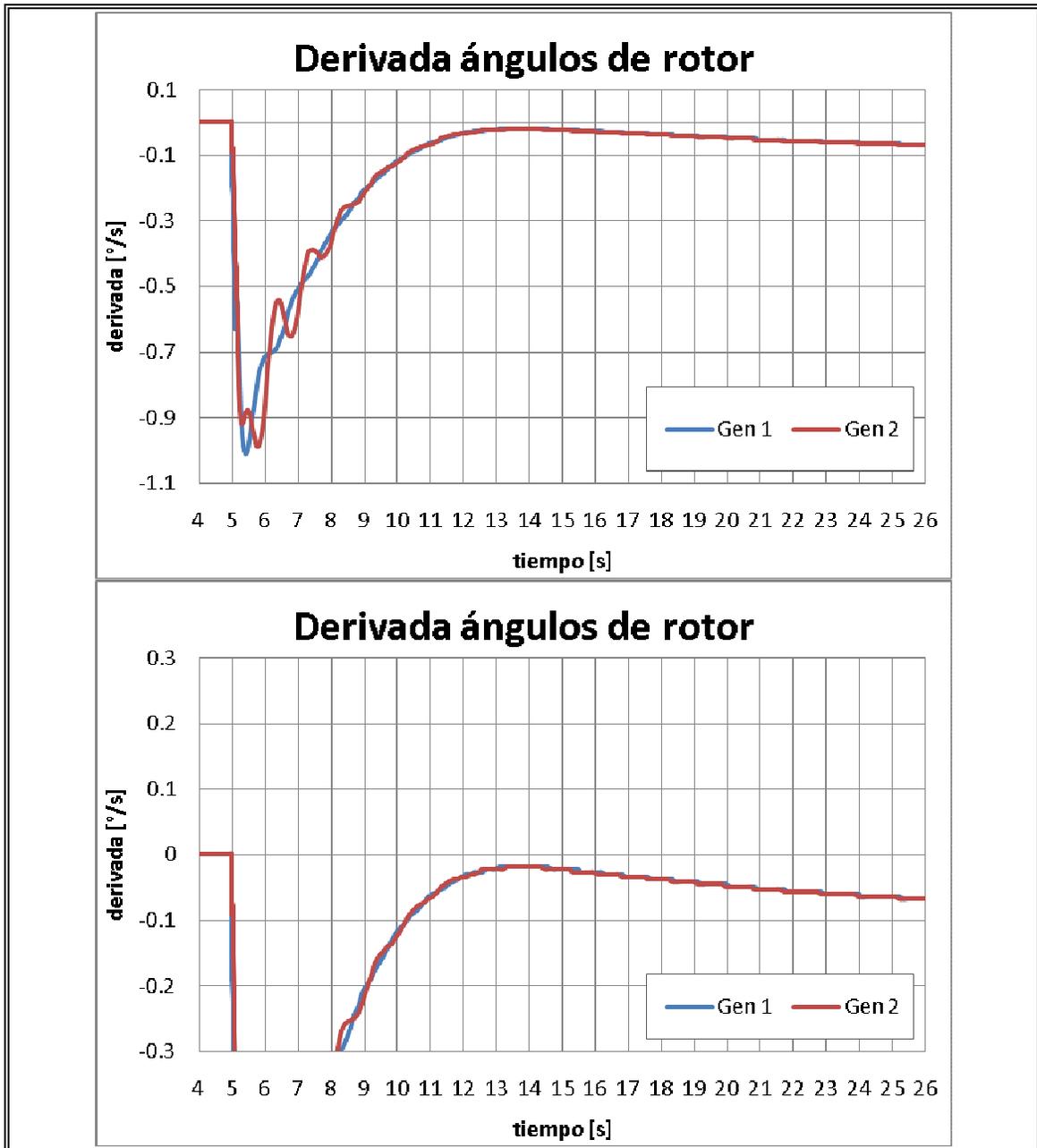


Figura C-38: Derivada ángulos de rotor caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC

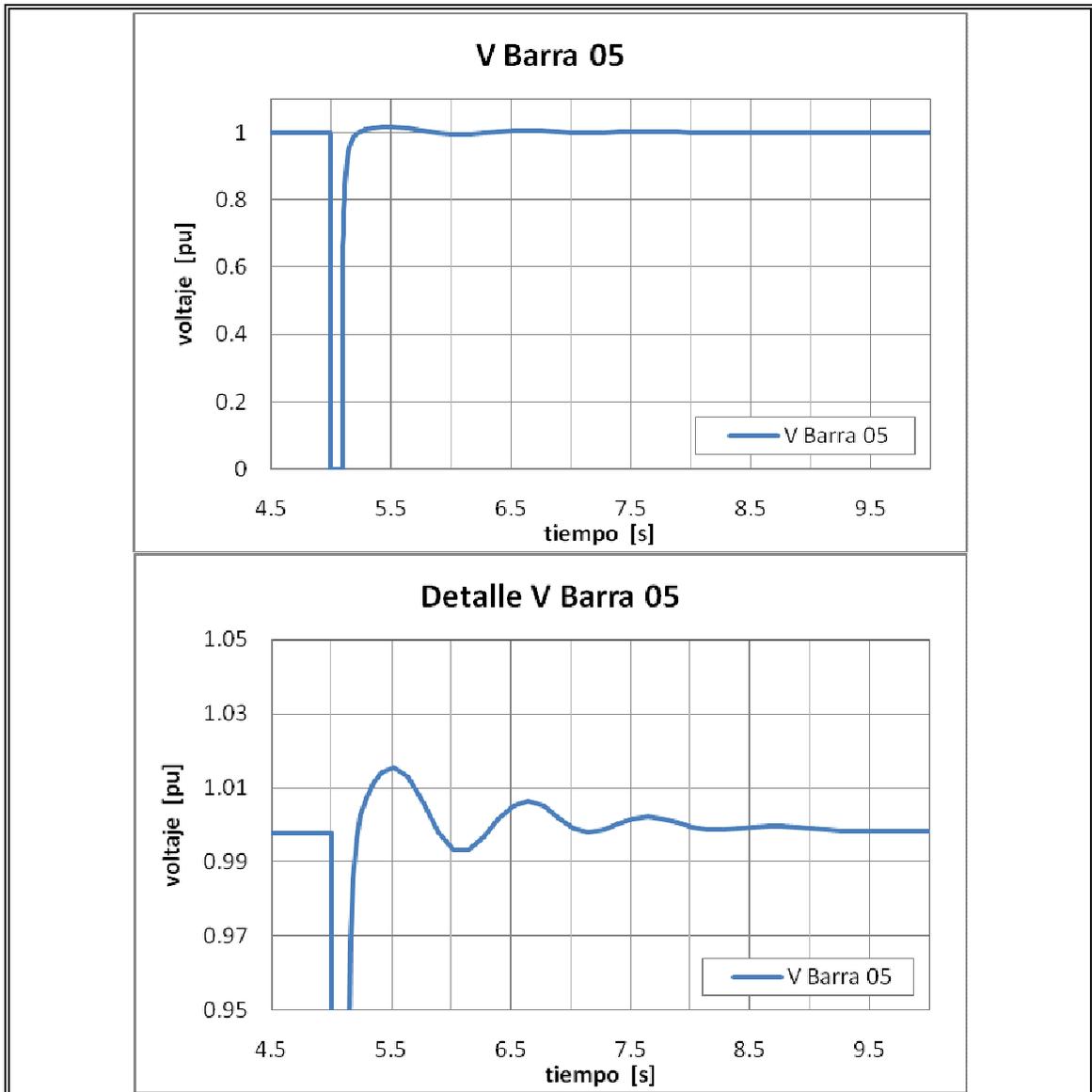


Figura C-39: Voltaje barra 5 caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC

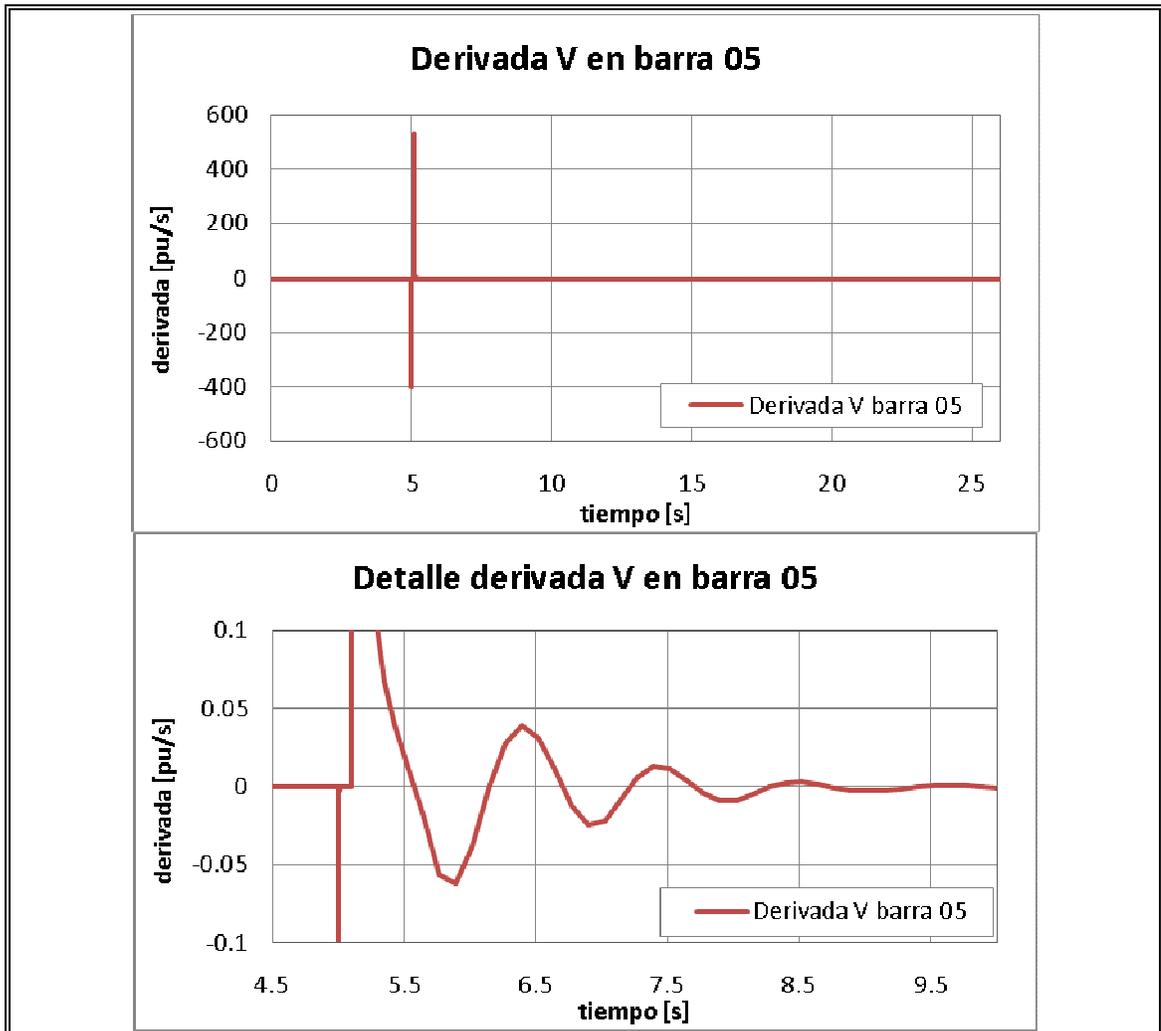


Figura C-40: Derivada voltaje barra 5 caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC

## **C.6 Frecuencia después de la Salida del Generador más Grande del Despacho**

Se muestra a continuación los gráficos de la señal de frecuencia al sacar la unidad más grande del despacho inicial en el instante  $t = 5$  s. Se simula hasta el instante  $t = 46$  s.

Para el caso Base se muestra la Figura C-41.

Para el caso Base+TG se indica la Figura C-42.

Para el caso Base+SVC se indica la Figura C-43.

Para el caso Base+PSS se muestra la figura C-44.

Para el caso Base+TCSC ver la Figura C-45.

Para el caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC se muestra la Figura C-46.

Para el caso Base2 se muestra la Figura C-47.

Para el caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC se muestra la Figura C-48.

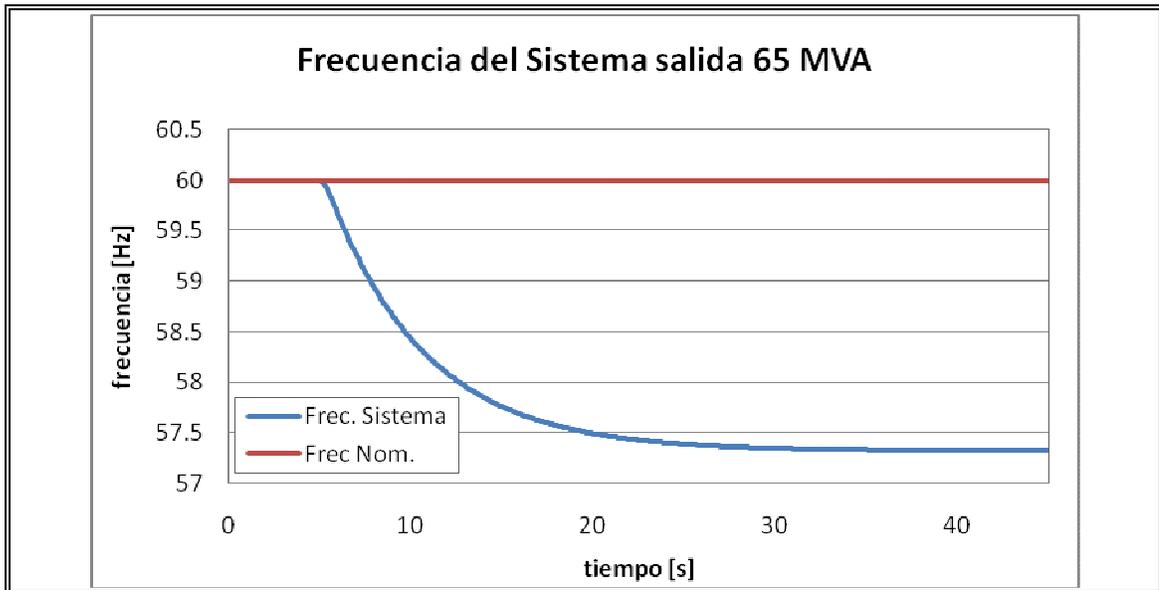


Figura C-41: Frecuencia del sistema caso Base

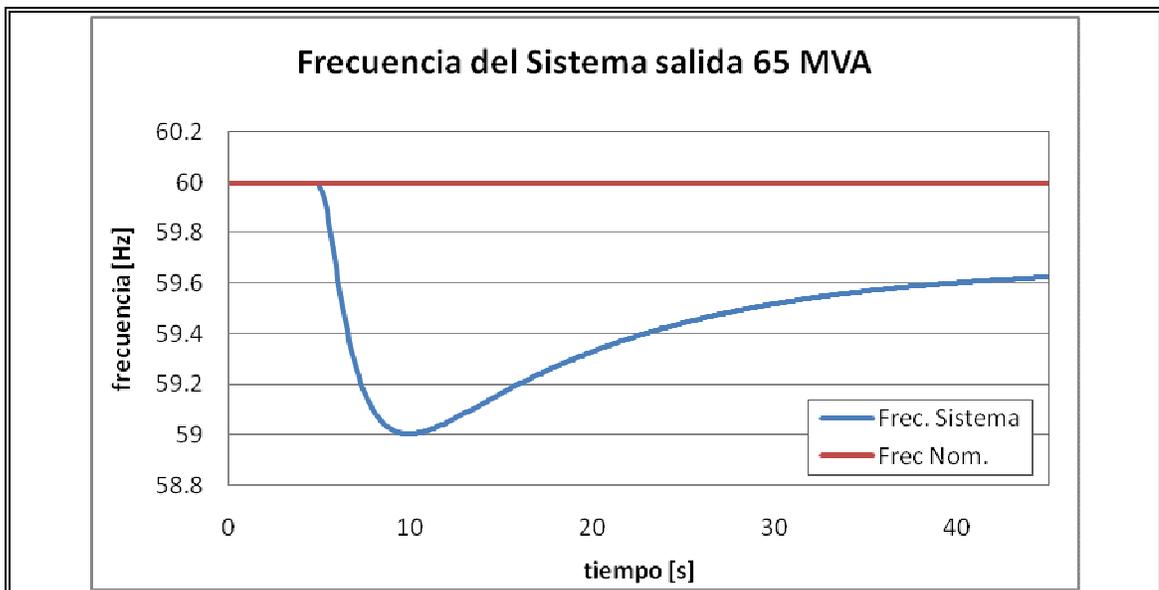


Figura C-42: Frecuencia del sistema caso Base+TG

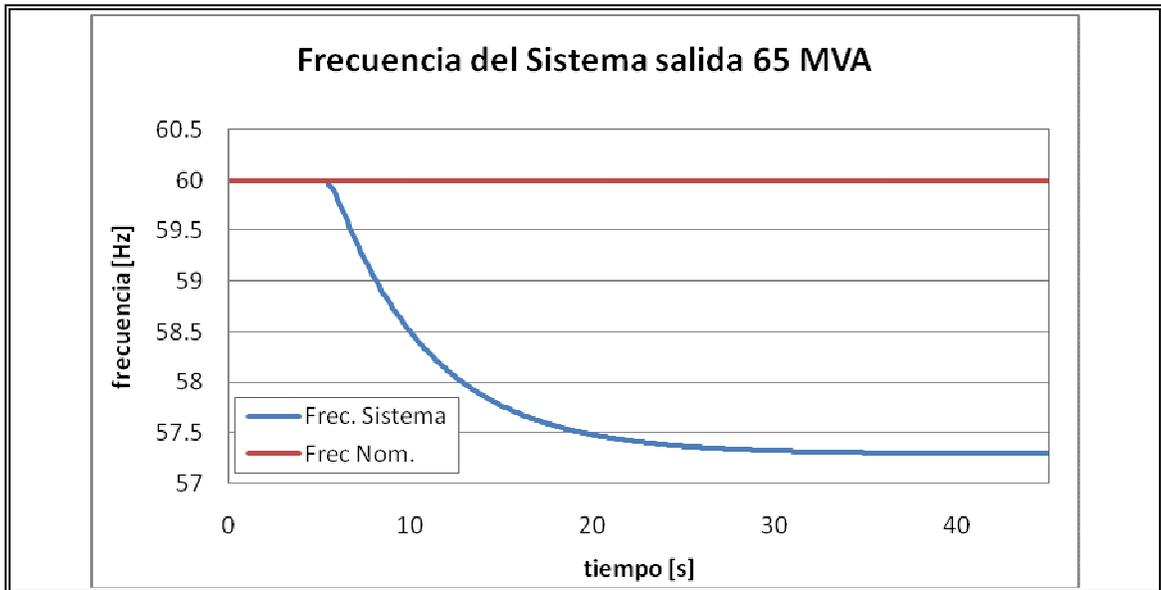


Figura C-43: Frecuencia del sistema caso Base+SVC

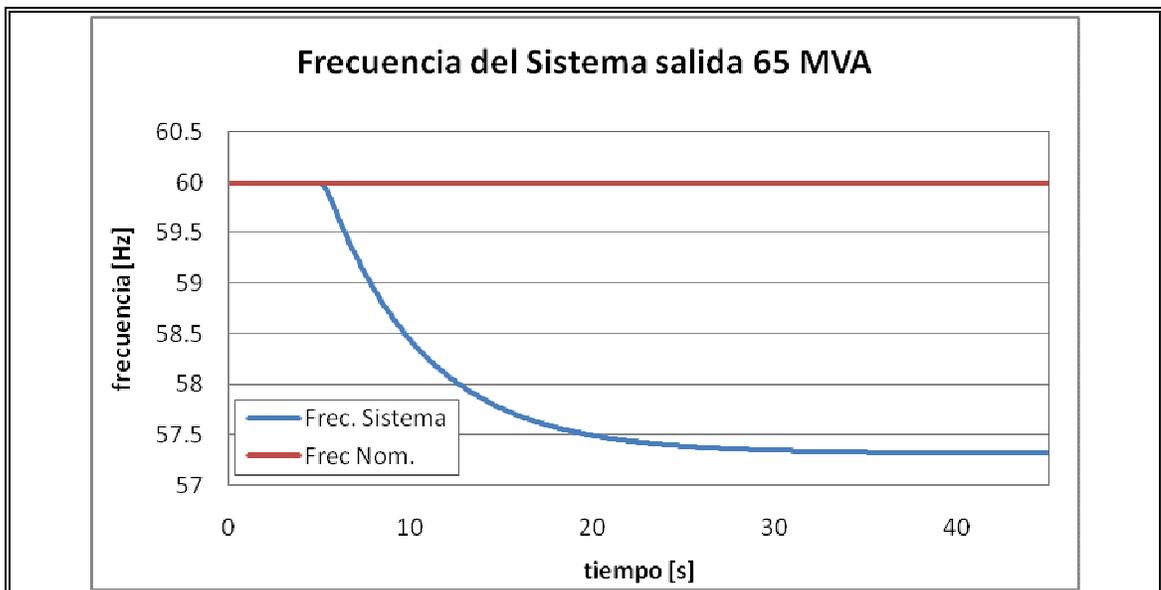


Figura C-44: Frecuencia del sistema caso Base+PSS

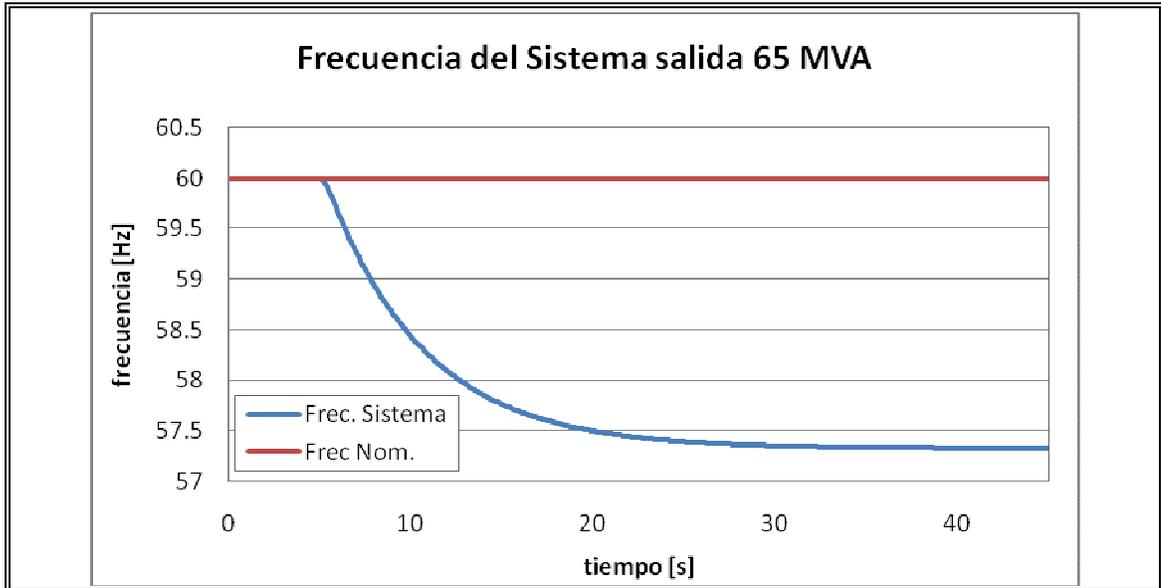


Figura C-45: Frecuencia del sistema caso Base +TCSC

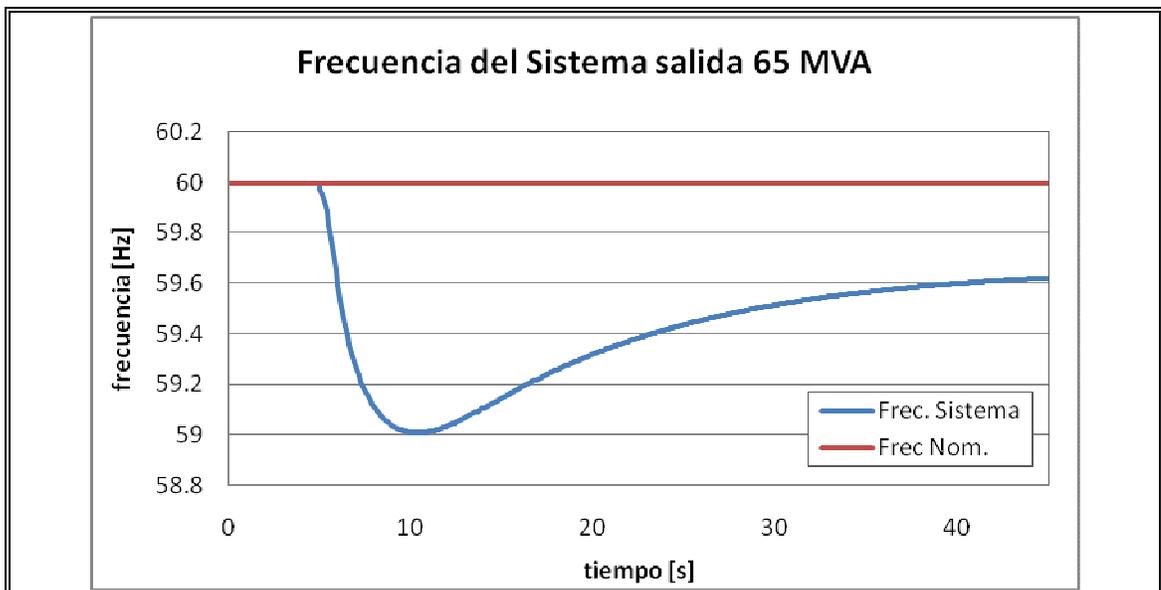


Figura C-46: Frecuencia del sistema caso Base+TG+SVC+PSS+TCSC

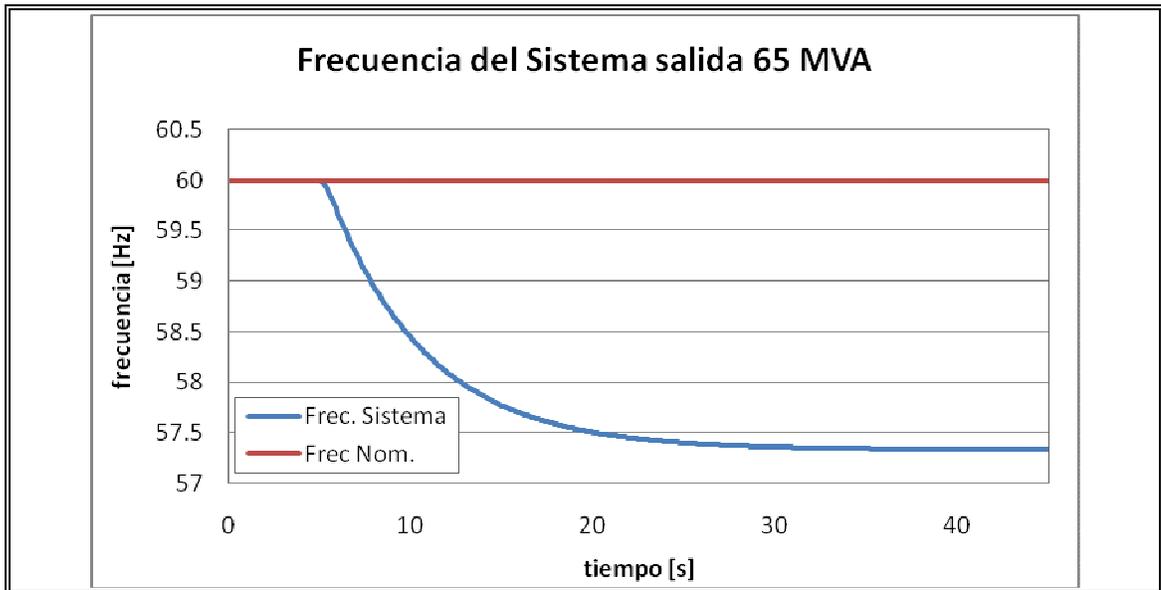


Figura C-47: Frecuencia del sistema caso Base2

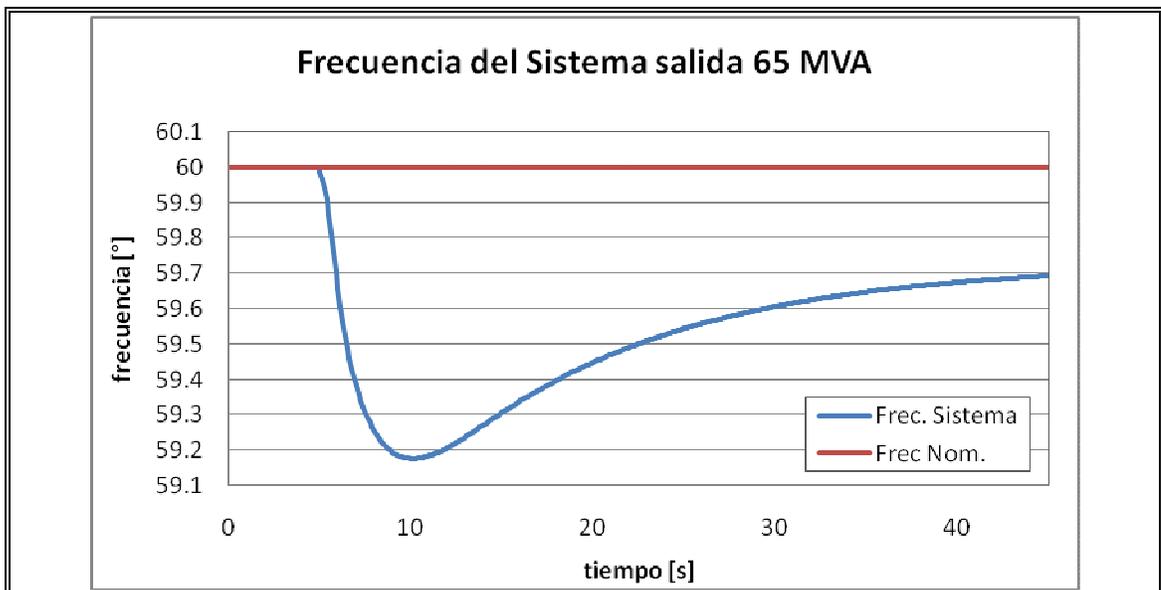


Figura C-48: Frecuencia del sistema caso Base2+TG+SVC+PSS+TCSC