



Desarrollo de algoritmo para el estudio de estabilidad ante pequeñas perturbaciones. Parte 2. Comprobación del algoritmo

Lázaro Guerra
Antonio A. Martínez

Recibido: Mayo del 2004
Aprobado: Julio del 2004

Resumen / Abstract

Se comparan los resultados de la aplicación del algoritmo propuesto a un caso base con los obtenidos para diferentes regímenes y sistemas de excitación.

Palabras clave: estabilidad, pequeñas perturbaciones, sistemas de excitación

In the present paper authors develop a comparative study of the results obtained in a base system with the results obtained. Different regimes and excitation systems are taken into account.

Key words: stability, small perturbations, excitation systems

INTRODUCCIÓN

Para comprobar el correcto trabajo del algoritmo propuesto¹ para el cálculo de la estabilidad ante pequeñas perturbaciones se seleccionó el sistema de la figura 1, cuyos datos se relacionan en el presente trabajo. Este esquema es típico y ha sido utilizado por otros autores para la verificación de algoritmos relacionados con el cálculo de la estabilidad ante pequeñas perturbaciones por su simetría² que permite efectuar estudios paramétricos y concentrarse en aquellos parámetros que afectan los modos de oscilación del sistema. Los parámetros que se variaron se relacionan con:

- Reguladores de excitación.
- Esquema de la red.
- Transferencia de potencia activa por los enlaces.

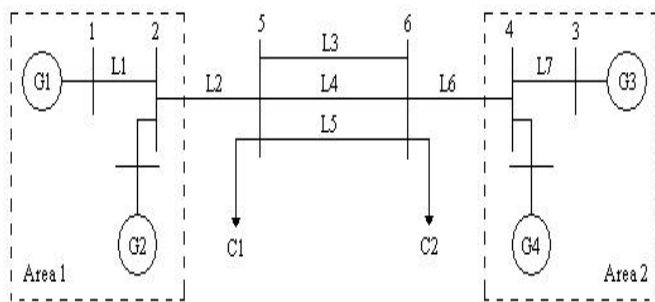
DESARROLLO

El sistema de la figura 1 consta de 4 generadores, por lo que deben obtenerse tres modos mecánicos de oscilación de los rotores de las máquinas, dos de los cuales deben ser locales y uno interáreas. El disponer

de los resultados de este ejemplo en la referencia 3 que se considerarán como base facilita la comprobación del correcto trabajo del algoritmo propuesto.

En el sistema de la figura 1 se supone que todos los generadores tienen sistema de excitación rápidos tipo ST1A y se efectúan corridas variando el número de líneas en servicio entre los nodos 5 y 6, así como los valores de transferencia de potencia activa por ese enlace.

En la información que se da del régimen inicial solo se conoce el flujo de potencia activa entre las áreas y la relación entre la generación de potencia activa en las áreas y la carga, no brindándose información de cómo se reparte la generación entre los generadores de ambas áreas ni cuáles son los voltajes en los nodos del régimen considerado en los cálculos por lo que fue necesario partir de diferentes regímenes iniciales y seleccionar el que correspondía en resultados con los que se brindan en la referencia 3



Esquema del sistema sometido a estudio.

1

La dependencia de los modos de oscilación del sistema es muy dependiente del régimen inicial de partida, por lo que la dificultad de no poder contar con el régimen exacto del cual se partió en el caso tomado como comparación no va a permitir obtener resultados exactamente iguales a los del caso base, no obstante, la tendencia de los resultados obtenidos y sus variaciones al cambiar los diferentes parámetros permite evaluar de correcto el trabajo del algoritmo desarrollado.

Caso de cuatro generadores con sistemas de excitación rápidos ST1A

Para el sistema de la figura 1 y con la información de las tablas (de la 1 a la 3), se analizan los resultados que se obtienen para sistemas de excitación ST1A en todos los generadores. En este caso las ecuaciones de estado de cada generador tienen seis variables y por tanto el sistema completo tendrá 24 variables de estado y 24 autovalores. Los autovalores correspondientes a los modos de oscilación de los rotores de las máquinas son los menos amortiguados, o sea, los que tienen menores valores de la parte real del autovalor. Estos corresponderán a las variables de estado δ y ω de cada generador. En la tabla A1 del anexo 1, se muestran los autovalores del sistema para el caso de 650 MW en cada nodo de carga, 2 líneas en servicio entre los nodos 5 y 6 y 475 MW de transferencia de potencia activa del nodo 5 hacia el 6, para el régimen inicial mostrado en la tabla 4. Se señalan en el anexo 1 los tres modos mecánicos de oscilación de las máquinas, correspondiendo el primero a un modo de oscilación interáreas, lo que es posible identificar después de analizar la matriz de participación que se muestra para este caso en el anexo 1, tabla A2. Obsérvese en la tabla A1 que siempre el modo de oscilación interáreas es el de menor frecuencia y el menos amortiguado, en este caso inestable pues tiene parte real positiva, y que dos autovalores son cero, por tener un sistema redundante de ecuaciones y no modelarse los gobernadores de las turbinas tal y como se indica en la referencia 2.

Tabla 1

Parámetros de los generadores

X_d (pu)	X_q (pu)	X_d' (pu)	X_q' (pu)	T_{d0} (s)	T_{q0} (s)	H (pu)
1,64	1,55	0,26	1,55	5,80	0,4	8,05

Tabla 2

Parámetros de las líneas en la base de 1000 MVA

Línea	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7
X(pu)	0,037	0,01	0,3	0,3	0,3	0,01	0,037

Tabla 3

Parámetros de los sistemas de excitación

Sist. de excitación	K_A	T_A	K_e	T_e	K_F	T_F
ST1A	50	0,02	-	-	-	-
DC1A	100	0,055	1	0,36	0,04	1,8

Tabla 4

Régimen inicial para el cálculo de autovalores

Generador	P gen (MW)	Q gen (MW)	V (kV)	Ángulo (grados)
1	375	260,17	250	0
2	400	18,74	231,5	-7,29
3	325	212,36	255	-44,21
4	325	72,69	240	-50,18

De lo anterior resulta evidente que el modo de oscilación interáreas será el primero que puede ser inestable debido a su bajo amortiguamiento y es el que normalmente se analiza en los casos sometidos a estudio. En el anexo 1 se detalla la forma de identificar los modos locales, interáreas así como la cantidad de áreas de oscilación del sistema a partir de los autovalores y la matriz de participación del sistema. Se indican en negrita, en la matriz de participación, los coeficientes de participación correspondientes a los modos locales, interáreas y los correspondientes a autovalores cero.

En la tabla 5 se muestran los resultados obtenidos para el modo de oscilación interáreas para cero flujo de potencia activa en la línea de enlace entre áreas y una determinada relación generación-carga 650/650

en cada área para diferentes líneas en servicio entre los nodos 5 y 6, se dan también los resultados que se obtienen para el mismo sistema con el caso base.

Como se puede apreciar en la tabla 5, solo el amortiguamiento y la frecuencia del caso de 3 líneas en servicio presentan una desviación superior al 10 %. Tanto la frecuencia como el amortiguamiento del modo de oscilación interárea disminuyen con la disminución del momento de sincronización y el coeficiente de amortiguamiento al debilitarse el enlace, lo que comprueba el correcto trabajo del algoritmo de cálculo, una tendencia similar ocurre para el mismo sistema en los casos analizados.³ En la tabla 6 se muestran los valores de los autovectores derechos normalizados para el caso de dos líneas en servicio. Ver figura 2.

Puede observarse como se cumple que las unidades del área 1 oscilan con fase contraria a las del área 2 de forma simétrica (1 con 3 y 2 con 4) y las amplitudes de oscilación de los generadores en los extremos son mayores, condiciones típicas de sistemas eléctricos como el de la figura 1 y reportado en las referencias 2 y 3.

Tabla 5
Resultados del modo interáreas

L/S	Modo interárea Caso base		Modo interárea obtenido		Porcentaje de desviación	
	ω (rad/s)	σ	ω (rad/s)	σ	ω (%)	σ (%)
1	3,5	0,14	3,51	0,1	0,28	0
2	4,29	0,37	4,00	0,36	6,75	2,7
3	4,72	0,57	4,1	0,47	13,1	17,5

Tabla 6
Autovectores

Generador	Autovector derecho normalizado
G1	-0,458 9
G2	-0,329 1-0,017 9 i
G3	0,458 9
G4	0,329 1+0,079 i

En el caso de que se parta de una relación generación-carga en las áreas de 650-250 MW y 650-1050 MW, con 400 MW de transferencia entre los nodos 5 y 6 para las condiciones de 2 y 3 líneas entre los nodos 5 y 6 se obtienen los resultados de la tabla 7.

Como era de esperar al disminuir la fortaleza del enlace el modo de oscilación interárea disminuye su frecuencia y su amortiguamiento al igual que en el caso de no existir transferencia en el enlace.

Con el aumento de la transferencia de potencia activa en el enlace disminuye la frecuencia y el amortiguamiento del modo interáreas lo que se puede observar al comparar los resultados de tablas 5 y 7.

En la tabla 8 se relacionan los valores de los autovectores derechos obtenidos, así como su representación en la figura 3. De estos resultados se concluye:

1. La diferencia de fase entre las unidades generadoras simétricas de cada área es menor de 180° (157° , 137°).
2. Las unidades del área importadora (3 y 4) oscilan con una amplitud mayor que las del área exportadora (1 y 2).

Tabla 7
Resultados del modo interáreas

L/S	Modo interárea Caso base		Modo interárea obtenido		Porcentaje de desviación	
	ω rad/s	σ	ω rad/s	σ	ω (%)	σ (%)
2	3,97	-0,29	3,92	-0,3	1,25	3,44
3	4,58	-0,54	4,47	0,54	2,4	0

Tabla 8
Autovectores derechos normalizados con 400 MW de transferencia

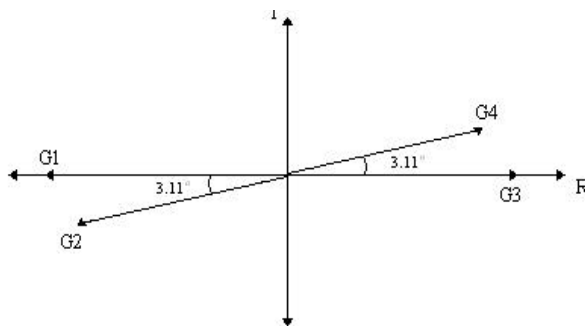
Generador	Autovector derecho normalizado
G1	0,258 6-0,485i
G2	0,187 1+0,006 9i
G3	-0,317 8-0,198 9i
G4	-0,250 2-0,116 8i

Resultados similares pueden encontrarse en las referencias 2 y 3.

En este caso, al igual que en el caso anterior, las mayores desviaciones respecto al caso base se presentaron con 3 líneas de enlace entre áreas.

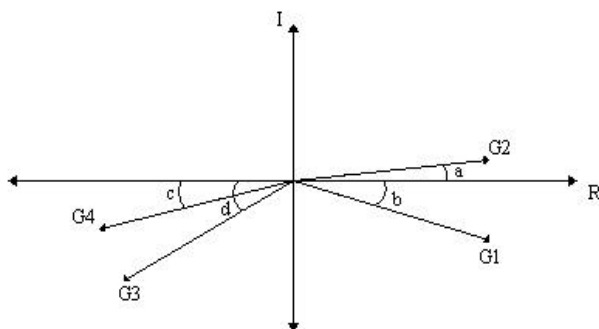
donde:

$$a = 2,11^\circ, b = 10,62^\circ, c = 25^\circ, d = 32^\circ.$$



Autovectores derechos normalizados.

2



Autovectores derechos normalizados obtenidos.

3

Caso de cuatro generadores con sistemas de excitación lentos DC1A

Para el caso de que los cuatro sistemas de excitación sean lentos, una relación generación-carga en las áreas de 650-250 MW y 650-1050 MW con 400 MW de transferencia por el enlace entre áreas se obtienen los resultados mostrados en la tabla 9. En este caso se parte de un régimen inicial diferente al utilizado en los resultados obtenidos en la tabla 7.

De los resultados de la tabla 9 se observa que la ubicación de reguladores estáticos mejora la operación del sistema por su rapidez de respuesta, aumentando el momento de sincronización en mayor medida que el DC1A lo que se refleja en un mayor valor de la frecuencia de oscilación, pero provoca una disminución mayor del amortiguamiento respecto al caso de control manual, situaciones similares se reportan en la referencia 3.

Caso de combinación de generadores con sistemas de excitación lentos y rápidos

Para estudiar la inclusión de sistemas de excitación rápidos en redes que tienen sistemas de excitación lentos, y partiendo del mismo esquema sometido a estudio se comienza por el caso de 2 líneas en servicio y 400 MW de transferencia entre áreas y se va variando la ubicación del regulador de excitación rápido desde el nodo 1 hasta el 4, obteniéndose los resultados mostrados en la tabla 10.

De los resultados de la tabla 10 se concluye:

1. La inclusión de un sistema de excitación rápido en el área exportadora (generadores 1, 2) produce una mejora en el amortiguamiento del modo de oscilación interáreas.

2. Si el sistema de excitación rápido se incluye en el área importadora (generadores 3 y 4) disminuye el amortiguamiento del modo de oscilación interáreas.

3. La inclusión de un sistema de excitación rápido en el área exportadora aumenta la frecuencia de oscilación y en el área importadora la disminuye.

Las conclusiones anteriores coinciden con los resultados obtenidos³ y con el comportamiento que la teoría estipula para estos casos lo que constituye una confirmación del correcto trabajo del algoritmo desarrollado.

Es conveniente señalar que los resultados de la tabla 10 presentan desviaciones que en algunos casos son superiores al 20 % sobre todo en el coeficiente de amortiguamiento, lo que se explica por no partirse del mismo régimen inicial del caso base.

Tabla 9
Autovectores derechos normalizados con 400 MW de transferencia

Sistema de excitación	Modo interárea Caso base		Modo interárea obtenido		Porcentaje de desviación	
	ω (rad/s)	σ	ω (rad/s)	σ	ω (%)	σ (%)
Manual	4	-1,13	-	-	-	-
DC1A	3,89	-0,62	4,04	-,61	3,86	1,61
ST1A	3,97	-0,29	4,07	-,22	2,52	24,1

Tabla 10
Resultados obtenidos combinando excitatrices lentas y rápidas

Nodo con ST1A	Caso base		Resultados obtenidos		Porcentaje de desviación	
	ω rad/s	σ	ω rad/s	σ	ω (%)	σ (%)
0			4,18	-1,03		
1	4	-1,94	4,24	-1,5	6	22
2	4,1	-1,95	4,24	-1,78	3,4	8,7
3	3,85	-0,17	4,17	-0,2	8,3	17,6
4	3,81	-0,18	4,17	-0,24	9,4	33

De lo antes señalado se concluye que la inclusión de reguladores rápidos en un sistema donde existen reguladores lentos puede traer como consecuencia un empeoramiento del amortiguamiento de algunos modos de oscilación y por tanto de la estabilidad del sistema, por lo que debe acompañarse del estudio correspondiente y de las medidas necesarias para mejorar este aspecto.

CONCLUSIONES

La comprobación del trabajo del algoritmo desarrollado ha resultado difícil, al no disponerse de un caso base completo para tomar como comparación. El caso base tomado para la comparación³ no brinda toda la información del régimen inicial de partida, dando solo flujos de potencia activa y distribución de las cargas, así como potencia sumaria generada en cada área, por lo que fue necesario buscar regímenes iniciales a partir de los cuales se obtengan resultados similares a los del caso base, lo que explica las desviaciones mayores del 5 % en los resultados en algunos casos. No obstante, desde el punto de vista cualitativo el comportamiento de los resultados en tendencias, al variar los diferentes parámetros fue correcto por lo que se puede concluir que la herramienta desarrollada para el estudio de estabilidad ante pequeñas perturbaciones es correcta, y puede por sus características ser utilizada en estudios del Sistema Electroenergético Nacional Cubano.

REFERENCIAS

1. Guerra Hernández, Lázaro: "Algoritmo para el análisis de la estabilidad ante pequeñas perturbaciones

en sistemas eléctricos de potencia", Tesis de Maestría, CIPEL, Ciudad de La Habana, enero, 2004.

2. Kundur, P.: *Power System Stability and Control*, McGraw Hill, Inc. 1993.

3. Aboytes García, Florencio y otros: "Estabilidad dinámica en sistemas eléctricos de potencia", Comisión Federal de Electricidad de México, México, 1991.

AUTORES

Lázaro Guerra Hernández

Ingeniero Electricista, Instructor, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, Ciudad de La Habana, Cuba

e-mail: lazaro@cipel.cujae.edu.cu

Antonio A. Martínez García

Ingeniero Electricista, Doctor en Ciencias Técnicas, Profesor Titular, Departamento de Ingeniería Eléctrica, CIPEL, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, Ciudad de La Habana, Cuba

e-mail: amg@yahoo.es

CENTRO DE OPERACIONES LUIS FELIPE ALMEIDA OBE CIUDAD DE LA HABANA



Nuestro Centro Territorial de Producción, siempre dispuesto a satisfacer las necesidades del cliente, le oferta un grupo de producciones y servicios, para lo que cuenta con una reconocida experiencia

Contáctenos:

Empresa Eléctrica Ciudad de La Habana

Ave. Independencia km 6 ½, Boyeros

Ciudad de La Habana, Cuba

Teléfono: 45 1357

Fax: 45 1679

e-mail: colfa@abech.cu

ANEXO 1

Tabla A1 Autovalores para 4 sistemas de excitación rápidos y 475 MW de transferencia	
Autovalores	
-53,7301	
-52,7552	
-50,7457	
-50,6123	
-14,1477	
-14,6301	
-6,7237 + 9,9132i	
-6,7237 - 9,9132i	
-7,0699 + 7,3356i	
-7,0699 - 7,3356i	
-0,5022 + 6,9640i	Modo local Área 2 (fila 11)
-0,5022 - 6,9640i	Modo local Área 2 (fila 12)
-0,3971 + 7,3448i	Modo local Área 1 (fila 13)
-0,3971 - 7,3448i	Modo local Área 1 (fila 14)
0,0532 + 3,9358i	Modo interáreas (fila 15)
0,0532 - 3,9358i	Modo interáreas (fila 16)
0,0201	Valores cero del autovalor
-0,0196	Valores cero del autovalor
-1,6477 + 0,0474i	
-1,6477 - 0,0474i	
-2,5000	
-2,5000	
-2,5000	
-2,5000	

Se han señalado los autovalores correspondientes a los modos de oscilación locales e interáreas, los que son identificados por ser los de menos amortiguamiento y además, por el análisis de la matriz de participación que se muestra en hojas adjuntas en el presente anexo. El ordenamiento de los autovalores en la matriz de participación para el caso de excitatrices rápidas es, $\Delta E'_d, \Delta E'_q, \Delta w, \Delta d, \Delta V_1, \Delta E_{fd}$ por lo que en la matriz de participación los autovalores que interesan son los que corresponden a las filas 3,4 , 9,10, 15,16, y 21,22 que serán los que corresponden a los modos mecánicos de cada generador, por lo que para identificar los modos locales solo hay que buscar en qué columna hay una alta participación de generadores de cada una de las áreas y para buscar los modos interáreas hay que buscar las columnas que tienen alta participación de todos los generadores o al menos de generadores de diferentes áreas, lo que corresponde a las columnas 11, 12 ,13,14,15 y 16. Las columnas 17, 18 dan con valores grandes de los coeficientes de participación de todos los generadores, pero no se tienen en cuenta, pues corresponden con los autovalores que deben dar cero pero dan pequeños por errores de redondeo.

ANEXO 2

Factores de participación para el régimen con sistemas de excitación rápidos

Columna 1 Fila 6

0	0	0	0	0	0	
0.0098 + 0.0000i	0.0231 + 0.0000i	-0.0000 + 0.0000i	0.0041 - 0.0000i	-0.0017 - 0.0000i	-0.0534 + 0.0000i	G1
0.0001 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	-0.0000 + 0.0000i	-0.0000 + 0.0000i	0.0007 - 0.0000i	0.0044 + 0.0000i	
0.0001 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	-0.0000 - 0.0000i	-0.0000 - 0.0000i	0.0007 + 0.0000i	0.0044 - 0.0000i	
0.0141 + 0.0000i	0.0336 + 0.0000i	-0.0000 + 0.0000i	0.0060 - 0.0000i	0.0088 + 0.0000i	0.3584 - 0.0000i	
0.1402 - 0.0000i	0.4402 - 0.0000i	-0.0014 - 0.0000i	0.3302 + 0.0000i	0.0006 + 0.0000i	0.0206 - 0.0000i	
0	0	0	0	0	0	
0.0042 - 0.0000i	0.0122 - 0.0000i	-0.0002 - 0.0000i	0.0081 - 0.0000i	0.0012 - 0.0000i	-0.1067 + 0.0000i	G2
0.0001 + 0.0000i	-0.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i	-0.0000 - 0.0000i	-0.0013 + 0.0000i	0.0016 - 0.0000i	
0.0001 + 0.0000i	-0.0000 - 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	-0.0000 - 0.0000i	-0.0013 - 0.0000i	0.0016 - 0.0000i	
0.0060 - 0.0000i	0.0178 - 0.0000i	-0.0003 - 0.0000i	0.0119 - 0.0000i	-0.0065 + 0.0000i	0.7315 - 0.0000i	
0.0600 + 0.0000i	0.2332 + 0.0000i	-0.0142 + 0.0000i	0.6612 + 0.0000i	-0.0005 + 0.0000i	0.0421 - 0.0000i	
0	0	0	0	0	0	
0.0229 - 0.0000i	0.0071 + 0.0000i	0.0067 - 0.0000i	-0.0000 + 0.0000i	-0.0933 + 0.0000i	-0.0004 + 0.0000i	G3
-0.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i	-0.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i	0.0020 - 0.0000i	-0.0004 + 0.0000i	
-0.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i	-0.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i	0.0020 - 0.0000i	-0.0004 + 0.0000i	
0.0330 - 0.0000i	0.0102 + 0.0000i	0.0098 - 0.0000i	-0.0000 + 0.0000i	0.4941 - 0.0000i	0.0036 + 0.0000i	
0.3284 + 0.0000i	0.1336 - 0.0000i	0.4496 + 0.0000i	-0.0013 - 0.0000i	0.0347 - 0.0000i	0.0002 - 0.0000i	
0	0	0	0	0	0	
0.0228 - 0.0000i	0.0042 + 0.0000i	0.0079 + 0.0000i	-0.0002 - 0.0000i	-0.1160 - 0.0000i	0.0010 + 0.0000i	G4
-0.0001 + 0.0000i	-0.0000 - 0.0000i	-0.0001 - 0.0000i	0.0000 - 0.0000i	0.0088 + 0.0000i	-0.0000 + 0.0000i	
-0.0001 - 0.0000i	-0.0000 + 0.0000i	-0.0001 + 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	0.0088 + 0.0000i	-0.0000 + 0.0000i	
0.0328 - 0.0000i	0.0060 + 0.0000i	0.0116 + 0.0000i	-0.0004 - 0.0000i	0.6149 + 0.0000i	-0.0078 - 0.0000i	
0.3257 + 0.0000i	0.0788 - 0.0000i	0.5306 - 0.0000i	-0.0195 + 0.0000i	0.0432 + 0.0000i	-0.0005 - 0.0000i	

Columna 7 Fila 12

0	0	0	0	0	0	
0.0930 - 0.0306i	0.0930 + 0.0306i	0.1855 - 0.3525i	0.1855 + 0.3525i	0.0008 + 0.0032i	0.0008 - 0.0032i	
0.0054 + 0.0136i	0.0054 - 0.0136i	0.0010 - 0.0017i	0.0010 + 0.0017i	0.0133 + 0.0025i	0.0133 - 0.0025i	
0.0054 + 0.0136i	0.0054 - 0.0136i	0.0010 - 0.0017i	0.0010 + 0.0017i	0.0133 + 0.0025i	0.0133 - 0.0025i	
0.0415 + 0.0714i	0.0415 - 0.0714i	0.2751 + 0.1789i	0.2751 - 0.1789i	-0.0008 + 0.0008i	-0.0008 - 0.0008i	
-0.0008 + 0.0261i	-0.0008 - 0.0261i	0.0445 + 0.0794i	0.0445 - 0.0794i	-0.0003 + 0.0002i	-0.0003 - 0.0002i	
0	0	0	0	0	0	
0.0491 + 0.0050i	0.0491 - 0.0050i	0.0760 - 0.1884i	0.0760 + 0.1884i	-0.0014 - 0.0013i	-0.0014 + 0.0013i	
0.0159 + 0.0192i	0.0159 - 0.0192i	-0.0057 + 0.0009i	-0.0057 - 0.0009i	0.0027 + 0.0029i	0.0027 - 0.0029i	
0.0159 + 0.0192i	0.0159 - 0.0192i	-0.0057 + 0.0009i	-0.0057 - 0.0009i	0.0027 + 0.0029i	0.0027 - 0.0029i	
0.0049 + 0.0407i	0.0049 - 0.0407i	0.1479 + 0.0777i	0.1479 - 0.0777i	0.0005 - 0.0006i	0.0005 + 0.0006i	
-0.0055 + 0.0117i	-0.0055 - 0.0117i	0.0263 + 0.0382i	0.0263 - 0.0382i	0.0002 - 0.0002i	0.0002 + 0.0002i	
0	0	0	0	0	0	
0.1646 - 0.2109i	0.1646 + 0.2109i	0.1482 - 0.0413i	0.1482 + 0.0413i	0.0230 + 0.0095i	0.0230 - 0.0095i	G3
-0.0010 - 0.0072i	-0.0010 + 0.0072i	0.0025 - 0.0004i	0.0025 + 0.0004i	0.2131 - 0.0625i	0.2131 + 0.0625i	
-0.0010 - 0.0072i	-0.0010 + 0.0072i	0.0025 - 0.0004i	0.0025 + 0.0004i	0.2131 - 0.0625i	0.2131 + 0.0625i	
0.2027 + 0.0991i	0.2027 - 0.0991i	0.0226 + 0.1213i	0.0226 - 0.1213i	0.0059 + 0.0082i	0.0059 - 0.0082i	
0.0377 + 0.0605i	0.0377 - 0.0605i	-0.0101 + 0.0327i	-0.0101 - 0.0327i	0.0012 + 0.0033i	0.0012 - 0.0033i	
0	0	0	0	0	0	
0.1495 - 0.2252i	0.1495 + 0.2252i	0.0881 - 0.0297i	0.0881 + 0.0297i	-0.0403 + 0.0592i	-0.0403 - 0.0592i	G4
-0.0155 - 0.0194i	-0.0155 + 0.0194i	-0.0056 - 0.0022i	-0.0056 + 0.0022i	0.2885 + 0.0209i	0.2885 - 0.0209i	
-0.0155 - 0.0194i	-0.0155 + 0.0194i	-0.0056 - 0.0022i	-0.0056 + 0.0022i	0.2885 + 0.0209i	0.2885 - 0.0209i	
0.2111 + 0.0824i	0.2111 - 0.0824i	0.0166 + 0.0711i	0.0166 - 0.0711i	-0.0184 - 0.0063i	-0.0184 + 0.0063i	
0.0428 + 0.0575i	0.0428 - 0.0575i	-0.0051 + 0.0196i	-0.0051 - 0.0196i	-0.0057 - 0.0038i	-0.0057 + 0.0038i	

Continuación Anexo 2

Columna 13 Fila 18

0	0	0	0	0	0	
-0.0057 + 0.0098i	-0.0057 - 0.0098i	0.0057 + 0.0488i	0.0057 - 0.0488i	-0.0001 - 0.0000i	0.0001 + 0.0000i	
0.2181 + 0.0026i	0.2181 - 0.0026i	0.1084 - 0.0880i	0.1084 + 0.0880i	0.1447 - 0.0000i	0.1400 - 0.0000i	
0.2181 + 0.0026i	0.2181 - 0.0026i	0.1084 - 0.0880i	0.1084 + 0.0880i	0.1447 + 0.0000i	0.1400 - 0.0000i	G1
0.0005 - 0.0021i	0.0005 + 0.0021i	-0.0095 + 0.0066i	-0.0095 - 0.0066i	-0.0000 - 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	
0.0004 - 0.0007i	0.0004 + 0.0007i	-0.0036 + 0.0017i	-0.0036 - 0.0017i	-0.0000 - 0.0000i	0.0000 + 0.0000i	
0	0	0	0	0	0	
0.0039 + 0.0492i	0.0039 - 0.0492i	0.0656 - 0.0026i	0.0656 + 0.0026i	-0.0102 + 0.0000i	0.0104 - 0.0000i	
0.2727 - 0.0406i	0.2727 + 0.0406i	0.0573 - 0.0279i	0.0573 + 0.0279i	0.1508 - 0.0000i	0.1462 - 0.0000i	G2
0.2727 - 0.0406i	0.2727 + 0.0406i	0.0573 - 0.0279i	0.0573 + 0.0279i	0.1508 + 0.0000i	0.1462 - 0.0000i	
-0.0074 + 0.0069i	-0.0074 - 0.0069i	0.0062 + 0.0151i	0.0062 - 0.0151i	-0.0002 + 0.0000i	0.0001 - 0.0000i	
-0.0032 + 0.0016i	-0.0032 - 0.0016i	0.0013 + 0.0054i	0.0013 - 0.0054i	-0.0001 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i	
0	0	0	0	0	0	
0.0002 - 0.0007i	0.0002 + 0.0007i	-0.0145 - 0.0458i	-0.0145 + 0.0458i	-0.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i	
0.0008 + 0.0018i	0.0008 - 0.0018i	0.1831 + 0.0962i	0.1831 - 0.0962i	0.1016 - 0.0000i	0.0995 - 0.0000i	
0.0008 + 0.0018i	0.0008 - 0.0018i	0.1831 + 0.0962i	0.1831 - 0.0962i	0.1016 - 0.0000i	0.0995 - 0.0000i	G3
0.0003 - 0.0000i	0.0003 + 0.0000i	0.0091 - 0.0056i	0.0091 + 0.0056i	0.0000 + 0.0000i	-0.0000 - 0.0000i	
0.0001 + 0.0000i	0.0001 - 0.0000i	0.0034 - 0.0014i	0.0034 + 0.0014i	0.0000 - 0.0000i	-0.0000 + 0.0000i	
0	0	0	0	0	0	
-0.0022 + 0.0071i	-0.0022 - 0.0071i	-0.0593 - 0.0081i	-0.0593 + 0.0081i	-0.0022 + 0.0000i	0.0022 - 0.0000i	
0.0166 + 0.0005i	0.0166 - 0.0005i	0.1496 + 0.0212i	0.1496 - 0.0212i	0.1093 - 0.0000i	0.1078 - 0.0000i	G4
0.0166 + 0.0005i	0.0166 - 0.0005i	0.1496 + 0.0212i	0.1496 - 0.0212i	0.1093 - 0.0000i	0.1078 + 0.0000i	
-0.0024 + 0.0003i	-0.0024 - 0.0003i	-0.0014 - 0.0128i	-0.0014 + 0.0128i	-0.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i	
-0.0009 - 0.0001i	-0.0009 + 0.0001i	0.0002 - 0.0044i	0.0002 + 0.0044i	-0.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i	

Columna 19 Fila 24

0	0	1.0000	0	0	0
0.2297 - 0.0151i	0.2297 + 0.0151i	0	0	0	0
0.0088 + 0.0761i	0.0088 - 0.0761i	0	0	0	0
0.0088 + 0.0761i	0.0088 - 0.0761i	0	0	0	0
-0.0173 - 0.0006i	-0.0173 + 0.0006i	0	0	0	0
-0.0054 - 0.0002i	-0.0054 + 0.0002i	0	0	0	0
0	0	0	1.0000	0	0
0.3472 - 0.0151i	0.3472 + 0.0151i	0	0	0	0
0.0084 - 0.0029i	0.0084 + 0.0029i	0	0	0	0
0.0084 - 0.0029i	0.0084 + 0.0029i	0	0	0	0
-0.0323 + 0.0056i	-0.0323 - 0.0056i	0	0	0	0
-0.0100 + 0.0017i	-0.0100 - 0.0017i	0	0	0	0
0	0	0	1.0000	0	0
0.2070 + 0.0094i	0.2070 - 0.0094i	0	0	0	0
0.0003 - 0.0234i	0.0003 + 0.0234i	0	0	0	0
0.0003 - 0.0234i	0.0003 + 0.0234i	0	0	0	0
-0.0159 + 0.0001i	-0.0159 - 0.0001i	0	0	0	0
-0.0049 + 0.0000i	-0.0049 - 0.0000i	0	0	0	0
0	0	0	0	0	1.0000
0.4042 + 0.0782i	0.4042 - 0.0782i	0	0	0	0
-0.0463 - 0.0783i	-0.0463 + 0.0783i	0	0	0	0
-0.0463 - 0.0783i	-0.0463 + 0.0783i	0	0	0	0
-0.0340 - 0.0053i	-0.0340 + 0.0053i	0	0	0	0
-0.0106 - 0.0017i	-0.0106 + 0.0017i	0	0	0	0