

Adaptación del método de Análisis Selectivo de Modos para estudiar Interacciones Subsincrónicas de Control

Nicolás E. Costa*, Gustavo Revel†, Diego M. Alonso†, Roberto D. Fernández*

* Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco
Ruta 1 S/N Ciudad Universitaria, (9000) Comodoro Rivadavia, Argentina
Email: {ncosta,dfernandez}@unpata.edu.ar

† Instituto de Investigaciones en Ing. Eléctrica (IIIE) “Alfredo Desages” (UNS-CONICET)
Dpto. de Ing. Eléctrica y de Computadoras, Universidad Nacional del Sur
San Andrés 800, (8000) Bahía Blanca, Argentina
Email: {grevel,dalonso}@uns.edu.ar

Resumen—En este trabajo se presenta una adaptación del método conocido como Análisis Selectivo de Modos (SMA) para tratar el problema de las Interacciones Subsincrónicas de Control (SSCI) en sistemas eléctricos de potencia que contienen líneas de transmisión con compensación capacitiva serie y parques eólicos equipados con máquinas de inducción doblemente alimentadas. Se busca obtener un sistema reducido con la dimensión mínima que contenga los cuatro autovalores que caracterizan la génesis de la SSCI. La propuesta consiste en dos etapas. En la primera se considera el subsistema eléctrico, y se deriva una transformación de estados que permite expresar la dinámica eléctrica de manera tal que se logra un buen condicionamiento del problema para luego, en la segunda etapa, aplicar el SMA al sistema completo y obtener el sistema reducido. La propuesta se evalúa sobre un sistema de potencia que involucra 22 módulos de parques eólicos y es representado por un modelo con 690 estados dinámicos obteniendo un desempeño satisfactorio.

Palabras clave—oscilaciones subsincrónicas de control, parques eólicos, generador de inducción doblemente alimentado, sistemas de potencia, estabilidad.

I. INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia que incorporan compensación capacitiva serie en las líneas de transmisión están expuestos a sufrir oscilaciones subsincrónicas (SSO por sus siglas en inglés). Tradicionalmente este problema se asocia a generadores sincrónicos, ya sea involucrando la parte mecánica (resonancia torsional clásica) o la parte eléctrica (efecto generador de inducción) [1]. En la última década, con la creciente incorporación de parques eólicos, más precisamente aquellos equipados con generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG), comenzaron a detectarse nuevos eventos relacionados con SSO. El fenómeno recibió el nombre de Interacciones Subsincrónicas de Control (SSCI) [2] y desde entonces es tratado con significativo interés. Una revisión de los incidentes registrados y de las herramientas desarrolladas para tratar la SSCI y otros tipos de SSO en parques eólicos puede consultarse en [3].

En líneas generales, la SSCI se caracteriza por la aparición de oscilaciones poco amortiguadas, con frecuencia inferior a la de sincronismo, que se asocia a la pérdida de amortiguamiento del modo denominado subsincrónico. El problema se acentúa al aumentar el nivel de compensación de la línea o al reducirse la velocidad del viento, entre otros factores. Eventualmente puede conducir a la inestabilidad del sistema cuando el par de autovalores complejos conjugados que componen el modo subsincrónico cruzan al semiplano derecho. El fenómeno involucrado es una bifurcación de Hopf y su detección permite establecer regiones del espacio de parámetros (nivel de compensación, velocidad de viento, potencia nominal del parque, ganancias de los controles, etc.) en cuyas cercanías puede desarrollarse una SSCI [4]. El proceso para la detección de la bifurcación de Hopf con las herramientas numéricas tradicionales (e.g. Matcont [5]) puede realizarse en sistemas relativamente chicos, i.e. en modelos de entre 100 a 150 variables de estado, que constan de tres o cuatro parques equivalentes. Así surge el interés por desarrollar métodos alternativos o adaptar técnicas existentes para tratar el problema en sistemas de mayor envergadura. Con este fin, en [6] se propuso utilizar el método conocido como Análisis Selectivo de Modos (SMA) [7], [8] para describir tanto el modo subsincrónico como el supersincrónico (de frecuencia superior a la de sincronismo) en un sistema prototípico que consta de un único parque eólico conectado a una línea de transmisión radial. El método se basa en la elección de un conjunto de variables denominadas relevantes (normalmente de dimensión considerablemente menor que el vector de estados original) a partir de las cuales se obtiene un sistema lineal reducido que contiene los autovalores deseados, además de las respectivas componentes de los autovectores asociados. El proceso es iterativo y para lograr la convergencia del algoritmo es necesario proveer una buena condición inicial, junto con una buena elección de las variables relevantes, tarea que en general requiere de un análisis especial. La cantidad de

variables relevantes necesarias se puede reducir realizando un cambio de coordenadas con una transformación de estados que se calcula para incrementar la participación de estas variables en los modos que se busca reproducir (véase [6]). En este trabajo se propone avanzar sobre el método, explotando las características particulares del sistema de potencia y de las máquinas que representan los parques, buscando reducir el número de variables relevantes y los cálculos involucrados, y simultáneamente obtener buenas condiciones iniciales para aplicar el método SMA. Con el fin de mostrar el desempeño sobre sistemas de gran escala, se evalúa la propuesta sobre una red inspirada en el corredor Patagónico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) que incorpora 22 parques eólicos representados por modelos agregados.

El trabajo se organiza de la siguiente manera. En la sección II se describe la metodología propuesta. En la sección III se presenta el ejemplo de estudio y los resultados obtenidos. Finalmente, en la sección IV se presentan las conclusiones.

II. METODOLOGÍA

Se considera un sistema eléctrico de potencia con estructura esencialmente radial, conectado a una red equivalente representada por una impedancia de cortocircuito y una fuente de tensión ideal. Una de las líneas de transmisión troncales incorpora compensación capacitiva serie. Los parques se representan mediante modelos agregados compuestos por un conjunto turbina–generador DFIG equivalente y una impedancia que representa los colectores internos. Todas las variables eléctricas se representan en el marco d - q correspondiente. El modelo dinámico resultante del sistema completo está dado por un conjunto de N ecuaciones diferenciales de la forma $\dot{x} = f(x, p)$ donde $f : \mathbb{R}^N \times \mathbb{R}^P \rightarrow \mathbb{R}^N$ es un campo vectorial suave, $x \in \mathbb{R}^N$ es el vector de estados y $p \in \mathbb{R}^P$ contiene los parámetros. Supóngase que la linealización en torno a un punto de operación dado resulta $\dot{x} = Ax$, donde $A \in \mathbb{R}^{N \times N}$ (por simplicidad en la notación se mantiene x para denominar al vector de estados de pequeña señal).

El problema de estabilidad y la aparición de oscilaciones poco amortiguadas asociadas a la SSCI pueden estudiarse a partir del análisis del modo subsíncrono de la matriz A , que surge como consecuencia de incorporar la compensación capacitiva serie. Esto además introduce un segundo par de autovalores complejos conjugados que dan lugar al modo supersíncrono, y que es físicamente inseparable del subsíncrono. Estos dos modos, junto con los modos eléctricos de la red (de alta frecuencia), están prácticamente desacoplados de los restantes modos del sistema y tienen un fuerte vínculo con las variables eléctricas $x_E \in \mathbb{R}^{N_E}$ compuestas por ambas componentes de la tensión del capacitor de compensación y de las barras, y de las corrientes de las líneas, de los colectores de los parques y de los estatores de las máquinas. Este vínculo queda reflejado en los denominados factores de participación $p_{ki} = w_{ki}v_{ki}$, donde w_{ki} y v_{ki} son las k -ésimas componentes de los autovectores (normalizados) por izquierda y derecha de A asociados al autovalor i , e indican el aporte relativo o incidencia de la variable k -ésima en el autovalor λ_i . En

particular, de acuerdo a los resultados de [6], los modos super y subsíncrono reciben una participación de aproximadamente el 50% de la tensión del capacitor de compensación y el restante 50% de las corrientes de las líneas, de los colectores de los parques y de los estatores de las máquinas. Para el caso de los modos de la red, la participación está repartida entre las tensiones de barra (50%) y las corrientes mencionadas (50%). Así, el fenómeno de SSCI está embebido en la dinámica eléctrica que comprende los modos de la red, el super y subsíncrono, y las variables eléctricas x_E . Las restantes variables del sistema (estados de los controladores, flujos rotóricos, corrientes de convertidores, variables mecánicas, etc.) se agrupan en $x_M \in \mathbb{R}^{N_M}$ ($N_M = N - N_E$). En base a esta asociación se particiona el sistema de la siguiente manera

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_E \\ \dot{x}_M \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_E & A_{EM} \\ A_{ME} & A_M \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_E \\ x_M \end{bmatrix}. \quad (1)$$

El objetivo consiste en obtener un sistema reducido $A_R \in \mathbb{R}^{n \times n}$ que contenga los modos subsíncrono y supersíncrono de A , que definen los correspondientes $h = 4$ autovalores de interés. Para ello se utiliza el método SMA que requiere seleccionar un subconjunto de variables $x_r \in \mathbb{R}^n$ ($n \geq h$), denominadas variables relevantes. El enfoque tradicional [7], [8] indica que para tener buenas condiciones de convergencia, es decir una participación suficientemente elevada de las variables relevantes sobre los modos eléctricos (no sólo los de interés) y suficientemente baja sobre los demás autovalores, es necesario seleccionar todas las variables eléctricas como relevantes ($x_r = x_E$), y las restantes variables quedan como menos relevantes ($x_z = x_M$). Claramente, para un sistema relativamente grande, la cantidad de variables relevantes ($n = N_E$) resulta muy superior a $h = 4$, que es la mínima cantidad de estados necesarios para reproducir ambos modos asociados a la SSCI. Una alternativa para reducir la cantidad de variables relevantes consiste en seleccionar el número mínimo de estados $n = h = 4$, y aplicar una transformación de estados que aumente la participación de este conjunto reducido de 4 variables sobre los 4 modos de interés, obteniendo una representación del sistema apropiada para lograr la convergencia del método SMA (véase [6]). Este enfoque implica operar con una transformación que involucra un gran número de estados y que se deriva a partir de calcular autovalores y autovectores de matrices del orden del sistema completo, es decir de $N \times N$.

En este trabajo se propone operar con una transformación de estados que involucra solamente las variables eléctricas de la red y estatores de las máquinas, y por lo tanto resulta de una dimensión significativamente menor ($N_E \times N_E$). La estrategia se divide en dos etapas que se describen a continuación.

II-A. Primera etapa

Considerando la baja participación de los estados x_M sobre la dinámica eléctrica de (1), se desprecia su efecto y se considera el subsistema eléctrico $\dot{x}_E = A_E x_E$. Se seleccionan como estados relevantes deseados, $x_{Er} \in \mathbb{R}^4$, a ambas componentes de la tensión del capacitor de compensación (ya que aportan el 50% de la participación), y las de una de

las corrientes, e.g. la de la línea compensada. Dividiendo el vector de estados en variables relevantes y no relevantes, i.e. $x_E = [x_{Er} \ x_{Ez}]^T$, resulta

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_{Er} \\ \dot{x}_{Ez} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{Err} & A_{Erz} \\ A_{Ezr} & A_{Ezz} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_{Er} \\ x_{Ez} \end{bmatrix}. \quad (2)$$

Nótese que, si bien con la tensión del capacitor se tiene un 50 % de participación sobre los modos super y subsincrónico, la elección de una única corriente, generalmente no aporta la participación necesaria para satisfacer las condiciones de convergencia del método SMA, o dicho de otra manera, existen variables en x_{Ez} que tienen participación significativa sobre los modos de interés. Para solucionarlo, se deriva una transformación de estados que reduce la participación de estas variables sobre los 4 modos de interés e incrementa la de las relevantes. La transformación denominada de autovectores por derecha [6] adopta la forma

$$\begin{bmatrix} x_{Er} \\ \xi_{Ez} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I & 0 \\ -K & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_{Er} \\ x_{Ez} \end{bmatrix} = T \begin{bmatrix} x_{Er} \\ x_{Ez} \end{bmatrix}, \quad (3)$$

que, como se puede deducir fácilmente, mantiene los estados relevantes x_{Er} en las coordenadas originales, y modifica los restantes x_{Ez} para que, en las nuevas coordenadas ξ_{Ez} , tengan una baja participación (idealmente nula) sobre los modos de interés y puedan ser considerados como no relevantes. Con esta transformación de estados, el subsistema eléctrico resulta

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_{Er} \\ \dot{\xi}_{Ez} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A'_{Err} & A_{Erz} \\ A'_{Ezr} & A'_{Ezz} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_{Er} \\ \xi_{Ez} \end{bmatrix}, \quad (4)$$

donde

$$A'_{Err} = A_{Err} + A_{Erz}K, \quad (5)$$

$$A'_{Ezr} = A_{Ezr} - KA_{Err} + (A_{Ezz} - KA_{Erz})K, \quad (6)$$

$$A'_{Ezz} = A_{Ezz} - KA_{Erz}. \quad (7)$$

El cálculo de la matriz K se basa en anular la participación de las variables menos relevantes en forma simultánea sobre los h autovalores de interés (véase [6]). Sin embargo, esto requiere justamente conocer los autovalores y autovectores que se intentan obtener. Por ello se utiliza un proceso iterativo que emplea valores estimados, que se van actualizando en cada paso, obteniendo aproximaciones de K de la siguiente manera

$$K^{(j)} = K^{(j-1)} + \Delta_K^{(j)}, \quad (8)$$

donde $\Delta_K^{(j)}$ se obtiene resolviendo

$$\Delta_K^{(j)} \begin{bmatrix} \hat{v}_{r1}^{(j-1)} & \hat{v}_{r2}^{(j-1)} & \hat{v}_{r3}^{(j-1)} & \hat{v}_{r4}^{(j-1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathcal{K}_1^{(j-1)} \hat{v}_{r1}^{(j-1)} \\ \mathcal{K}_2^{(j-1)} \hat{v}_{r2}^{(j-1)} & \mathcal{K}_3^{(j-1)} \hat{v}_{r3}^{(j-1)} & \mathcal{K}_4^{(j-1)} \hat{v}_{r4}^{(j-1)} \end{bmatrix}, \quad (9)$$

con

$$\mathcal{K}_i^{(j-1)} = [\hat{\lambda}_i^{(j-1)} I - A'_{Ezz}]^{-1} A'_{Ezr}, \quad (10)$$

donde $\hat{\lambda}_i$ ($i = 1 \dots 4$) y \hat{v}_{ri} son estimaciones de los autovalores de interés y de las h componentes del correspondiente autovector por derecha de la matriz del sistema eléctrico transformado (4) que se obtienen de A'_{Err} . Las condiciones

iniciales $\hat{\lambda}_i^{(0)}$ y $\hat{v}_{ri}^{(0)}$ se obtienen de la submatriz A_{Err} original. Las matrices del sistema transformado en el paso j -ésimo se calculan utilizando $K^{(j)}$ en (5)–(7). El proceso se detiene cuando la distancia relativa entre un mismo autovalor de dos iteraciones sucesivas dada por

$$\delta_i^{(j)} = \left\| \frac{\hat{\lambda}_i^{(j)} - \hat{\lambda}_i^{(j-1)}}{\hat{\lambda}_i^{(j)}} \right\| \left\| \hat{\lambda}_i^{(j)} \right\|^{-1} \quad (i = 1, \dots, 4) \quad (11)$$

es inferior a una tolerancia ϵ_1 para todos los autovalores. En este trabajo se utiliza $\epsilon_1 = 0.1$, y se logra convergencia en pocas iteraciones obteniendo una matriz K que incrementa considerablemente la relación de participación de las variables x_{Er} sobre los modos super y subsincrónico.

II-B. Segunda etapa

Explicitando en (1) las variables eléctricas relevantes x_{Er}

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_{Er} \\ \dot{x}_{Ez} \\ \dot{x}_M \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{Err} & A_{Erz} & A_{EMr} \\ A_{Ezr} & A_{Ezz} & A_{EMz} \\ A_{MEr} & A_{MEz} & A_M \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_{Er} \\ x_{Ez} \\ x_M \end{bmatrix}, \quad (12)$$

donde se utilizó que $A_{ME} = [A_{MEr} \ A_{MEz}]$ y $A_{EM} = [A_{EMr} \ A_{EMz}]^T$. Si además se considera la transformación de las variables eléctricas obtenida en la etapa anterior, el sistema resulta

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_{Er} \\ \dot{\xi}_{Ez} \\ \dot{x}_M \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A'_{Err} & A_{Erz} & A_{EMr} \\ A'_{Ezr} & A'_{Ezz} & A'_{EMz} \\ A'_{MEr} & A_{MEz} & A_M \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_{Er} \\ \xi_{Ez} \\ x_M \end{bmatrix}, \quad (13)$$

donde

$$A'_{MEr} = A_{MEr} + A_{MEz}K \quad (14)$$

$$A'_{EMz} = A_{EMz} - KA_{EMr}. \quad (15)$$

Manteniendo los estados relevantes x_{Er} , y designando los restantes como no relevantes, es decir $x_z = [\xi_{Ez} \ x_M]^T$, se puede reescribir al sistema en la forma compacta

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_{Er} \\ \dot{x}_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A'_{Err} & A_{rz} \\ A'_{zr} & A'_{zz} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_{Er} \\ x_z \end{bmatrix}, \quad (16)$$

donde las submatrices se conforman de la siguiente manera

$$A_{rz} = [A_{Erz} \ A_{EMr}], \quad (17)$$

$$A'_{zr} = \begin{bmatrix} A'_{Ezr} \\ A'_{MEr} \end{bmatrix}, \quad (18)$$

$$A'_{zz} = \begin{bmatrix} A'_{Ezz} & A'_{EMz} \\ A_{MEz} & A_M \end{bmatrix}. \quad (19)$$

El sistema en la forma (16) resulta bien condicionado para ejecutar el algoritmo de SMA y obtener un sistema reducido $A_R = A'_{Err} + M$ (de 4×4) que contiene los modos super y subsincrónico deseados. La matriz M se obtiene mediante un procedimiento iterativo (similar al de la primera etapa)

$$M^{(j)} \begin{bmatrix} \hat{v}_{r1}^{(j-1)} & \hat{v}_{r2}^{(j-1)} & \hat{v}_{r3}^{(j-1)} & \hat{v}_{r4}^{(j-1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_1^{(j-1)} \hat{v}_{r1}^{(j-1)} \\ H_2^{(j-1)} \hat{v}_{r2}^{(j-1)} & H_3^{(j-1)} \hat{v}_{r3}^{(j-1)} & H_4^{(j-1)} \hat{v}_{r4}^{(j-1)} \end{bmatrix}, \quad (20)$$

con

$$H_i^{(j-1)} = A_{rz}(\hat{\lambda}_i^{(j-1)} I - A'_{zz})^{-1} A'_{zr}. \quad (21)$$

Algoritmo 1

Primera etapa:

- 1: Inicializar $j = 0$, y $\hat{\lambda}_i^{(0)}, \hat{v}_{ri}^{(0)}$ a partir de A_{Err} .
- 2: Incrementar j .
- 3: Resolver (9)–(10) y calcular $K^{(j)}$ con (8).
- 4: Calcular $A'_{Err}^{(j)}, A'_{Ezr}^{(j)}$ y $A'_{Ezz}^{(j)}$ usando $K^{(j)}$ en (5)–(7).
- 5: Calcular $\hat{\lambda}_i^{(j)}$ y $\hat{v}_{ri}^{(j)}$ a partir de $A'_{Err}^{(j)}$.
- 6: Calcular $\delta_i^{(j)}$ con (11).
- 7: Repetir los pasos 2–6 hasta que $\delta_i^{(j)} < \epsilon_1$ ($i = 1, \dots, 4$).

Segunda etapa:

- 8: Calcular A'_{MEr} y A'_{EMz} con (14) y (15) respectivamente.
- 9: Conformar A_{rz}, A'_{zr} y A'_{zz} con (17)–(19).
- 10: Incrementar j .
- 11: Obtener $M^{(j)}$ resolviendo (20)–(21).
- 12: Calcular $\hat{\lambda}_i^{(j)}, \hat{v}_{ri}^{(j)}$ a partir de $A_R = A'_{Err} + M^{(j)}$.
- 13: Calcular $\delta_i^{(j)}$ con (11).
- 14: Repetir los pasos 10–13 hasta que $\delta_i^{(j)} < \epsilon_2$ ($i = 1, \dots, 4$).

donde $\hat{\lambda}_i$ ($i = 1 \dots 4$) y \hat{v}_{ri} son estimaciones de los autovalores de interés y de las h componentes del correspondiente autovector por derecha de la matriz del sistema completo (16) y se obtienen de $A_R = A'_{Err} + M^{(j)}$. Como condiciones iniciales se utilizan los autovalores y autovectores de A'_{Err} . Para la detención del algoritmo se utiliza (11) con una tolerancia ϵ_2 , que en general es menor a la empleada en la primera etapa. En este trabajo se utilizó $\epsilon_2 = 10^{-4}$. El procedimiento de ambas etapas se sintetiza en el Algoritmo 1.

III. CASO DE ESTUDIO

El sistema de potencia utilizado para evaluar la propuesta se muestra en la Fig. 1. Está basado en una versión simplificada del corredor Patagónico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), proyectada para el año 2021 en la guía de referencia de transporte en alta tensión. Cuenta con 22 módulos de parques eólicos que totalizan una potencia instalada de 1032 MW en 11 sitios distribuidos a lo largo del corredor.

III-A. Modelo

Los parques eólicos se representan mediante modelos agregados basados en generadores DFIG. La parte mecánica de la turbina se modela con dos masas y la parte electromagnética mediante el modelo del DFIG en coordenadas $d-q$. El detalle de las ecuaciones diferenciales del modelo de los parques, así como el esquema de control vectorial implementado pueden consultarse en [4], [6]. El aerogenerador equivalente se conecta a la red de transporte de alta tensión mediante un transformador de 0.69/33 kV, una impedancia que representa los colectores internos en 33 kV y un transformador de 33/132 kV. Todas las líneas se representan mediante modelos tipo π . Las características y parámetros de las líneas, transformadores y parques se tomaron de la Guía de Referencia de Transener (2018-2025) y se muestran en las Tablas I y II. Todas las variables eléctricas del modelo se representan en los marcos

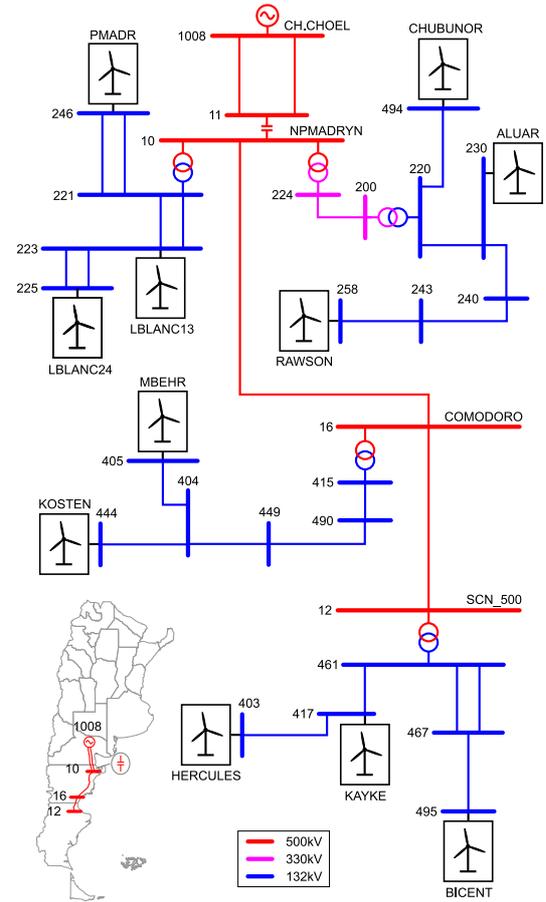


Figura 1. Diagrama unifilar del corredor Patagónico-SADI (proyectado 2021).

$d-q$ correspondientes. Cada aerogenerador equivalente tiene un total de 22 variables de estado, es decir que los generadores aportan 484 variables. La red de transmisión, incluyendo los colectores de los parques, tiene 206 estados. Por lo tanto, el modelo total del sistema resulta de $N = 690$ estados.

III-B. Resultados

La metodología propuesta se utilizó para calcular los modos super y subsíncronicos (y la correspondiente matriz reducida) del sistema de la Fig. 1 para un amplio rango de niveles de compensación de las líneas de 500 kV que conectan Choele-Choel con Madryn (para la implementación se tomó el paralelo y por lo tanto es representada con las dos componentes de una única corriente). El nivel de compensación μ se define en términos porcentuales considerando la reactancia de estas líneas, es decir $\mu = (X_c/X_{1008-11}) \times 100$. Se consideraron niveles de compensación desde 10 a 90% con intervalos de 5%, que definen 17 condiciones de operación diferentes. Todos los parques funcionan en una condición de viento cercana a la mínima (5.5 m/s) y desfavorable para la SSCI.

En la evaluación se consideró como variables relevantes a la tensión del capacitor de compensación ubicado en el nodo Madryn (barras 10–11) y la corriente por la línea Madryn–Choele-Choel que conecta el corredor al SADI. Si no se aplica la transformación de estados sobre las variables eléctricas, la participación de las variables seleccionadas es relativamente baja (algo superior al 50%) y en estas condiciones el método

Tabla I
PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS.
IMPEDANCIAS EN P.U., $S_{base} = 100$ MVA Y VOLTAJES NOMINALES.

Barras	Impedancia		Voltaje	Longitud	Obs.	
	R	X	B	[kV]	[km]	
1008-11	2.750×10^{-3}	3.384×10^{-2}	4.1888	500	354	2 líneas
11-10	-	X_c^\dagger	-	-	-	Compens.
10-221	0	3.000×10^{-2}	-	500/132	-	Trafo
221-246	6.337×10^{-3}	2.579×10^{-2}	0.0060	132	13	2 líneas
221-223	2.047×10^{-2}	8.332×10^{-2}	0.0194	132	42.5	2 líneas
223-225	2.427×10^{-3}	9.879×10^{-3}	0.0023	132	5	2 líneas
10-224	0	2.700×10^{-2}	-	500/330	-	Trafo
224-200	2.000×10^{-5}	1.400×10^{-4}	0.0018	330	0.47	-
200-220	0	1.400×10^{-2}	-	330/132	-	Trafo
220-494	1.178×10^{-2}	3.866×10^{-2}	0.0076	132	16	-
220-230	3.170×10^{-3}	1.243×10^{-2}	0.0029	132	5.7	-
230-253	6.300×10^{-3}	2.290×10^{-2}	0.0051	132	10	-
230-240	4.306×10^{-2}	1.423×10^{-1}	0.0310	132	62	-
240-243	1.128×10^{-2}	3.407×10^{-2}	0.0076	132	21.8	-
243-258	4.060×10^{-3}	1.592×10^{-2}	0.0037	132	7.3	-
10-16	3.139×10^{-3}	3.990×10^{-2}	5.2071	500	432.3	-
16-415	0	4.000×10^{-2}	-	500/132	-	Trafo
415-490	2.078×10^{-3}	4.429×10^{-3}	0.0010	132	6.9	-
490-449	1.132×10^{-2}	3.435×10^{-2}	0.0076	132	15	-
449-404	5.832×10^{-3}	1.769×10^{-2}	0.0039	132	7.73	-
404-405	1.400×10^{-2}	4.694×10^{-2}	0.0103	132	20.5	-
404-444	1.499×10^{-2}	4.550×10^{-2}	0.0099	132	19.87	-
16-12	8.714×10^{-4}	1.108×10^{-2}	1.4456	500	120.02	-
12-461	0	6.000×10^{-2}	-	500/132	-	Trafo
461-417	1.366×10^{-2}	4.745×10^{-2}	0.0097	132	20	-
417-403	1.093×10^{-2}	3.797×10^{-2}	0.0077	132	16	-
461-460	1.700×10^{-3}	5.930×10^{-3}	0.0012	132	2.5	2 líneas
460-467	1.290×10^{-3}	3.360×10^{-3}	0.0007	132	1.5	-
467-495	8.733×10^{-2}	2.271×10^{-1}	0.0483	132	101.44	-

[†] Reactancia del capacitor de compensación en función de la reactancia de la línea 1008-11 y el nivel de compensación ($X_c = \mu/100 \times 3.384 \times 10^{-2}$).

SMA clásico no converge. El algoritmo de la primera etapa se ejecutó hasta alcanzar una tolerancia $\epsilon_1 = 0.1$, para lo cual se requirieron 6 iteraciones en todas las condiciones evaluadas. Una reducción de la tolerancia respecto del valor elegido, y por lo tanto un incremento en la cantidad de iteraciones, no implica una mejora significativa en el cómputo de la matriz de transformación K , que prácticamente no varía a partir de 8 iteraciones. Esta matriz se utiliza en el primer paso de la segunda etapa para proveer una buena condición inicial para el método SMA del sistema completo. En esta etapa se utilizó una tolerancia $\epsilon_2 = 10^{-4}$, convergiendo luego de no más de 6 iteraciones en todos los casos evaluados. Este resultado revela el buen condicionamiento provisto por la transformación que involucra la matriz K obtenida en la primera etapa. Cabe mencionar que de elegir como estado relevante la corriente de una línea que no sea la compensada, afectaría la cantidad de iteraciones de la primera etapa, aumentando (disminuyendo) si la participación de dicha corriente en los modos super y subsincrónico es menor (mayor) que la de la línea compensada, pero sin comprometer la convergencia. Sin embargo, esto requiere calcular las participaciones de todas las corrientes.

Los autovalores correspondientes a los modos super y subsincrónicos obtenidos de los sistemas reducidos para las distintas compensaciones se muestran en la Fig. 2. Con puntos rojos se muestran los autovalores calculados con la propuesta presentada en este trabajo, y a modo de comparación se

Tabla II
PARÁMETROS DE LOS PARQUES EÓLICOS.
IMPEDANCIAS EN P.U., $S_{base} = 100$ MVA Y VOLTAJES NOMINALES.

Parque	POI	Trafo*	Colectores			Trafo**	P
		X_T	R	X	B	X_T	[MW]
PMADR	246	0.2000	1.645×10^{-2}	1.667×10^{-2}	0.0088	0.1607	50
		0.2000	3.853×10^{-2}	3.812×10^{-2}	0.0048	0.1607	20
		0.2000	1.546×10^{-2}	1.581×10^{-2}	0.0097	0.1607	50
		0.2000	1.959×10^{-2}	2.004×10^{-2}	0.0102	0.1607	50
		0.2000	1.496×10^{-2}	1.499×10^{-2}	0.0094	0.1607	50
LBLANC13	223	0.1250	1.047×10^{-2}	1.896×10^{-2}	0.0489	0.1800	50
		0.1250	1.357×10^{-2}	1.345×10^{-2}	0.0048	0.1800	50
LBLANC24	225	0.1250	1.008×10^{-2}	1.652×10^{-2}	0.0221	0.1800	50
		0.1250	8.610×10^{-3}	1.949×10^{-2}	0.0024	0.1800	50
CHUBUNOR	494	0.2000	8.610×10^{-3}	1.949×10^{-2}	0.0024	0.1524	28
ALUAR	253	0.2070	1.160×10^{-2}	1.000×10^{-2}	0.0075	0.1143	48
		0.2070	1.160×10^{-2}	1.000×10^{-2}	0.0075	0.1143	48
RAWSON	258	0.1833	4.220×10^{-3}	4.560×10^{-3}	0.0129	0.8394	75
		0.1833	4.220×10^{-3}	4.560×10^{-3}	0.0129	0.8394	22
MBEHR	405	0.1830	1.160×10^{-2}	1.000×10^{-2}	0.0075	0.1600	48
		0.1830	1.160×10^{-2}	1.000×10^{-2}	0.0075	0.1600	48
KOSTEN	444	0.1730	1.645×10^{-2}	1.667×10^{-2}	0.0088	0.1818	50
KAYKE	417	0.3330	1.160×10^{-2}	1.000×10^{-2}	0.0075	0.2857	25
HERCULES	403	0.1700	1.160×10^{-2}	1.000×10^{-2}	0.0075	0.1428	60
		0.1700	1.160×10^{-2}	1.000×10^{-2}	0.0075	0.1428	60
BICENT	495	0.1830	1.645×10^{-2}	1.667×10^{-2}	0.0088	0.1636	50
		0.1830	1.645×10^{-2}	1.667×10^{-2}	0.0088	0.1636	50

* 132/33 kV; ** 33/0.69 kV.

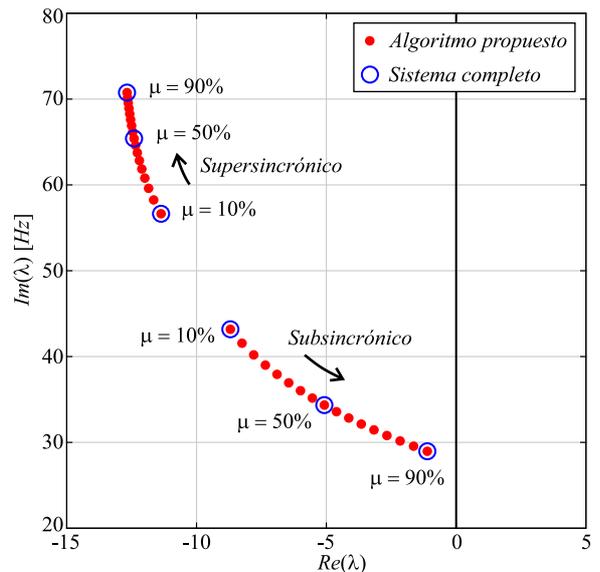


Figura 2. Modos super y subsincrónico (parte imaginaria positiva) para incrementos del 5% en el factor de compensación (μ).

incluyen algunos valores obtenidos en la forma convencional, es decir calculando todos los autovalores de la matriz A del sistema completo. Como se puede apreciar, no se detectan diferencias entre los valores de ambos conjuntos de autovalores, pero el volumen de cálculos se ve notablemente reducido.

Es importante destacar que el procedimiento propuesto provee la matriz del sistema reducido en las coordenadas originales. Sin embargo, como en el proceso se utilizan autovectores normalizados, las condiciones iniciales de la corriente en el sistema reducido difieren de las del sistema real en un factor de escala dado por su participación original. Esto no ocurre con la tensión, puesto que la suma de las participaciones de los

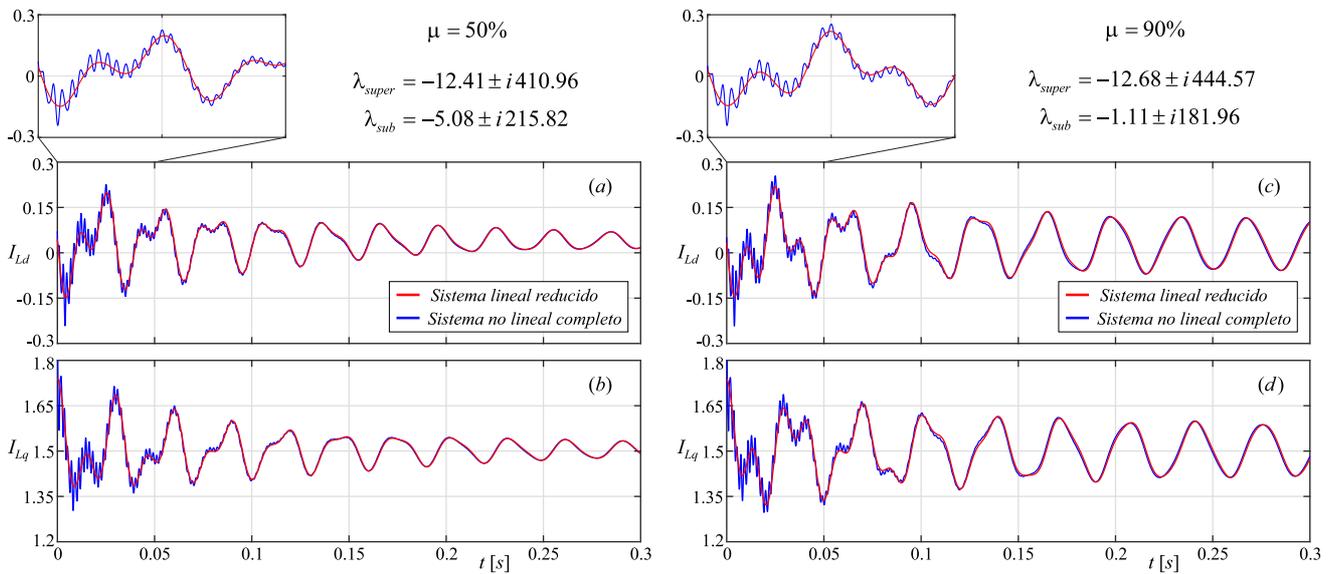


Figura 3. Simulaciones numéricas del sistema no lineal completo (azul) y del sistema reducido (rojo). Se muestra el módulo en p.u. de ambas componentes de la corrientes de la línea compensada para dos niveles de compensación: (a)–(b) 50 %, y (c)–(d) 90 %.

autovalores sobre esta variable es prácticamente el 100 %. Para verificar la correspondencia de la dinámica reproducida por la matriz del sistema reducido con la del sistema real (no lineal), se efectuaron simulaciones sobre ambos con una condición inicial no nula para la corriente de la línea compensada (ajustando su valor de acuerdo a la participación original). Los resultados para dos niveles de compensación diferentes, de 50 y 90 % se muestran en la Fig. 3a–b y 3c–d, respectivamente. En azul se muestra el comportamiento del sistema no lineal completo y en rojo la respuesta del sistema reducido. Se puede apreciar con claridad que el sistema reducido captura de manera satisfactoria el comportamiento de los modos de interés. Nótese que la única diferencia significativa se encuentra en el comienzo de la simulación ya que se excitan los modos de alta frecuencia de la red (como se muestra en los recuadros de ambas figuras). El efecto de estos últimos se extingue rápidamente. Asimismo, en los primeros instantes se puede distinguir la respuesta debida al modo supersincrónico (~ 70 Hz) que por tener mayor amortiguamiento se extingue antes que el modo subsincrónico (~ 30 Hz), que perdura por tener un amortiguamiento muy bajo.

IV. CONCLUSIONES

En este trabajo se propuso una alternativa para reducir el volumen de cálculos al aplicar el método SMA en el estudio de SSCI. La misma aprovecha las particularidades del fenómeno físico, esto es, que por su naturaleza eléctrica está fuertemente ligado a los estados de la red y estatores de las máquinas. La metodología consta de dos etapas, en la primera se considera el subsistema eléctrico y se deriva una transformación de estados que permite desacoplarlos y concentrar el fenómeno en cuatro variables (ambas componentes de la tensión del capacitor de compensación y de la corriente de la línea compensada). Esta transformación de estados se utiliza en la segunda etapa para lograr buenas condiciones de convergencia del método SMA, conduciendo a un sistema reducido de

la mínima dimensión (4×4) que contiene los autovalores inherentes a la SSCI, es decir los que conforman los modos sub y supersincrónico. La propuesta se evaluó sobre un sistema de potencia que involucra 690 estados dinámicos. Los resultados obtenidos indican un muy buen desempeño en un amplio rango de compensaciones, obteniendo el sistema reducido en unas 12 iteraciones. El procedimiento desarrollado permite contar con un sistema reducido para avanzar en el futuro hacia la detección y continuación numérica de bifurcaciones de Hopf (borde de la estabilidad) en sistemas de alta dimensión.

AGRADECIMIENTOS

El trabajo fue financiado por UNS (PGI 24/K087), CONICET (PIP 112-2012 01-00144) y ANPCyT (PICT2014-2161)

REFERENCIAS

- [1] IEEE Committee Report, “Terms, definitions and symbols for subsynchronous oscillations,” *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-104, no. 6, pp. 1326–1334, 1985.
- [2] L. C. Gross, “Sub-Synchronous Grid Conditions: New Event, New Solutions,” *Proc. 37th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington*, pp. 1–19, 2010.
- [3] K. Gu, F. Wu, and X.-P. Zhang, “Sub-synchronous interactions in power systems with wind turbines: a review,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 13, no. 1, pp. 4–15, 2019.
- [4] G. Revel and D. M. Alonso, “Subsynchronous interactions in power networks with multiple DFIG-based wind farms,” *Electric Power Systems Research*, vol. 165, pp. 179–190, dec 2018.
- [5] A. Dhooge, W. Govaerts, Y. A. Kuznetsov, H. G. Meijer, and B. Sautois, “New features of the software MatCont for bifurcation analysis of dynamical systems,” *Mathematical and Computer Modelling of Dynamical Systems*, vol. 14, no. 2, pp. 147–175, apr 2008.
- [6] N. E. Costa, G. Revel, D. M. Alonso, and R. D. Fernández, “Study of sub-synchronous interactions in DFIG-based wind farms using the selective modal analysis technique,” in *2018 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON)*. IEEE, jun 2018.
- [7] I. Perez-arriaga, G. Verghese, and F. Schewpe, “Selective Modal Analysis with Applications to Electric Power Systems, PART I: Heuristic Introduction,” *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-101, no. 9, pp. 3117–3125, sep 1982.
- [8] G. Verghese, I. Perez-arriaga, and F. Schewpe, “Selective Modal Analysis With Applications to Electric Power Systems, Part II: The Dynamic Stability Problem,” *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-101, no. 9, pp. 3126–3134, 1982.