

DESARROLLO DE UNA PLATAFORMA DE CO-SIMULACIÓN PARA EL ESTUDIO INTEGRAL DE TURBINAS EÓLICAS: ASPECTOS TEÓRICOS Y DE MODELADO

Bruno A. Roccia^{a,b,c}, José M. Bossio^{a,c}, Sergio Preidikman^{b,c} y Guillermo R. Bossio^{a,c}

^a *Grupo de Matemática Aplicada, Facultad de Ingeniería, Universidad de Río Cuarto, Campus Universitario, Ruta Nacional 36 Km. 601, Río Cuarto, Argentina. bruno.roccia@gmail.com*

^b *Departamento de Estructuras. Facultad de C. E. F y N. Universidad Nacional de Córdoba
Tel.: 0351-4334145, Casilla de Correo 916, 5000 Córdoba, Argentina.*

^c *CONICET – Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas,
Av. Rivadavia 1917, Buenos Aires, Argentina.*

Palabras clave: Turbinas eólicas, aerodinámica, dinámica multicuerpo, máquinas eléctricas, plataforma de co-simulación.

Resumen. La generación de energía eléctrica a partir del aire en movimiento es considerada actualmente la tecnología más prometedora en cuanto a su contribución a la matriz energética de países con grandes recursos eólicos. Este hecho se ve reflejado por el continuo incremento en el tamaño y la capacidad de los aerogeneradores: desde rotores de 15 m de diámetro y una potencia nominal de 0.05 MW hasta las grandes turbinas eólicas de eje horizontal (*Large Horizontal-Axis Wind Turbines*, LHAWT) con rotores superiores a los 120 m de diámetro y potencia aproximada de 8 MW. Un diseño eficiente de estas grandes máquinas rotantes debe involucrar, indefectiblemente, un enfoque holístico que incluya los múltiples campos físicos intervinientes, tales como: *i*) aerodinámica; *ii*) hidrodinámica (turbinas emplazadas en el océano); *iii*) dinámica estructural; *iv*) dinámica eléctrica; y *v*) control. En este trabajo se presentan los aspectos teóricos relacionados al modelado y diseño de una plataforma numérica de co-simulación destinada al análisis integral de LHAWTs. Específicamente, en esta primera etapa, el sistema dinámico bajo estudio es particionado en tres subsistemas: *i*) un modelo multicuerpo rígido para la estructura de la turbina; *ii*) un modelo aerodinámico basado en el método de red de vórtices no lineal e inestacionario (*Unsteady Vortex-Lattice Method*, UVLM) para estimar las cargas sobre las palas de la turbina; y *iii*) un modelo de máquina síncrona de imanes permanentes para el control del generador y el monitoreo de condición. Los tres subsistemas intercambian información bidireccionalmente mediante un esquema de acoplamiento fuerte. Finalmente, se presenta la implementación computacional del marco de co-simulación propuesto y el esquema numérico para integrar todas las ecuaciones gobernantes en el dominio del tiempo.

1 INTRODUCCIÓN

El concepto de *desarrollo sostenible* fue introducido por primera vez en una conferencia celebrada en Estocolmo en 1987 por la Comisión Mundial sobre Medio Ambiente y Desarrollo (*Brundtland Commission*) (Gro Harlem Brundtland, 1987). Actualmente, existe una “conciencia global” acerca de la importancia de lograr una sociedad que satisfaga sus necesidades de una manera más sustentable. Esta decisión se refleja en la gran movilidad de recursos humanos y financiamiento económico de departamentos de I+D de universidades, instituciones gubernamentales y empresas privadas alrededor del mundo.

Específicamente, para los próximos años se espera que la generación de energía a partir de fuentes renovables contribuya en mayor medida a la matriz energética mundial. Según los datos publicados en la reunión anual sobre la perspectiva y tendencias en energías (*World Energy Outlook*) (IEA, 2014) se presume que, a pesar de la eficiencia en la producción y consumo de la energía eléctrica, el consumo global de energía se incrementará con los años. Esta predicción se debe principalmente a la demanda de electricidad por parte de los países en desarrollo. De hecho, es difícil ignorar el crecimiento mostrado por las energías renovables; entre los años 2008 y 2009, de los 300 GW de energía instalada en el mundo, 140 GW corresponden a energías limpias, representando un 47% del total (Dincer, 2011).

Debido a la limpieza, accesibilidad y recientes avances tecnológicos, la producción de energía a partir del aire en movimiento (eólica) constituye el principal actor en el escenario energético global. Actualmente, la industria de grandes aerogeneradores (superiores a 100KW) es la más dinámica entre las industrias productoras de equipos para generación de energía eléctrica. Estas máquinas han evolucionado desde rotores de 15m de diámetro y potencia nominal de 0.05MW hasta las LHAWTs comercialmente disponibles con rotores de más de 120m de diámetro y potencia nominal aproximada de 8.0MW (UpWind Project, 2011).

El interés por estas máquinas rotantes se ve reflejado en la gran cantidad de trabajos de investigación relacionados al comportamiento aerodinámico, mecánico, diseño de estrategias de control y monitoreo de condición de la turbina, y la posterior inyección de energía en la red eléctrica. Sin embargo, la mayoría de estos trabajos se concentran en un aspecto determinado de la turbina eólica (mecánico, aerodinámico, eléctrico, control, etc) despreciando, en general, el resto de los fenómenos físicos intervinientes. De hecho, en la literatura se pueden encontrar dos enfoques muy bien delimitados dependiendo de los aspectos físicos a estudiar: *i*) modelos eléctricos basados en grandes simplificaciones asociadas a la aerodinámica y a la mecánica de la turbina (Yang *et al.*, 2008; Pezzani *et al.*, 2014; Halyani *et al.*, 2016; Pezzani *et al.*, 2016; Bossio J. *et al.*, 2014); y *ii*) modelos aero-mecánicos que utilizan modelos relativamente simples (o ninguno) del generador, sus controladores y el sistema de potencia (Gebhardt *et al.*, 2010; Preidikman *et al.*, 2010; Gebhardt and Rocca, 2014; Maza *et al.*, 2014; Ng *et al.*, 2015, Gomez *et al.*, 2016, Gantasala *et al.*, 2016). Esto se debe, principalmente, a la falta de interacción entre investigadores especialistas en los diferentes campos de la ciencia que involucra un estudio integral de una turbina eólica. Específicamente, una perturbación eléctrica (caída de tensión) puede afectar dramáticamente el desempeño mecánico (aparición de vibraciones); más aún, ráfagas de viento (de alta velocidad y turbulenta) pueden producir alteraciones de origen eléctrico que a su vez inducen vibraciones sobre la torre de la turbina; fenómenos éstos que no pueden ser capturados por enfoques puramente mecánicos o eléctricos.

Un estudio integral de una turbina eólica debe involucrar necesariamente un enfoque holístico que incluya *i*) aerodinámica; *ii*) hidrodinámica (turbinas emplazadas en el océano); *iii*) dinámica estructural; *iv*) dinámica eléctrica; y *v*) control. Particularmente, el análisis y estudio de turbinas localizadas en el lecho marino y el desarrollo de nuevas tecnologías asociadas a la conversión de energía eólica constituyen áreas en las cuales se ha combinado exitosamente los conocimientos provenientes de múltiples disciplinas. Específicamente, Nielsen *et al.* (2006) estudió el comportamiento aero-hidro-elástico de una turbina eólica flotante por medio del acoplamiento del

código aeroelástico HAWC2 (*Horizontal Axis Wind turbine simulation code 2nd generation*) y el código para análisis de estructuras marinas SIMO/RIFLEX desarrollado por MARINTEK (Roddier *et al.*, 2016). Un estudio similar fue desarrollado por el Laboratorio de Energía Sustentable de la Universidad Técnica de Dinamarca (RisØ National Laboratory for Sustainable Energy, DTU). El equipo de investigación de RisØ DTU combinó HAWC2 con el código WaSIM (*Water balance Simulation Model*) para llevar a cabo estudios aero-hidro-elásticos de plataformas de generación de energía mareomotriz y turbinas eólicas flotantes KallesØe (*et al.*, 2011). Por otro lado, en la última década se han realizado grandes esfuerzos destinados a extender las capacidades de códigos aeroelásticos existentes por medio de la inclusión de modelos hidrodinámicos (Zaaijer, 2009), tales como: *i*) FLEX4 diseñado por el Departamento de Mecánica de los Fluidos de la Universidad Técnica de Dinamarca (Øye, 1996); *ii*) BLADED desarrollado por Garrand Hassan y Partners (Bossanyi, 1997); y *iii*) PHATAS-III desarrollado por *Netherlands Energy Research Foundation* (Lindenburg and Shepers, 1996). Sin embargo, todos los trabajos mencionados anteriormente no consideran la dinámica de la máquina eléctrica y el control de la turbina.

Con el objetivo de entender más en detalle el funcionamiento de estas grandes máquinas rotantes bajo condiciones específicas del sistema de potencia, es necesario incluir el control y el modelado del accionamiento eléctrico. Si bien un estudio integral de HAWTs basado en un enfoque electro-aéreo-elástico no es común en la literatura, existen esfuerzos que han combinado exitosamente los códigos: *i*) HAWC2 y DlgSILENT PowerFactory para estudiar la respuesta de turbinas de velocidad fija (Hansen *et al.*, 2007; Cutululis *et al.*, 2008, Hansen *et al.*, 2011); y *ii*) FAST (*Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence*) y Matlab/Simulink para estudiar la respuesta de turbinas de velocidad variable (Fadaeinedjad *et al.*, 2008a; 2008b). Estos análisis revelaron que la torsión del eje de rotación acoplado al generador y el momento lateral generado sobre la torre se ven afectados cualitativamente cuando se producen fallas o perturbaciones eléctricas. Adicionalmente, en el caso de turbinas de velocidad fija que experimentan pérdida aerodinámica, y dependiendo de las leyes de control implementadas, las fallas o perturbaciones eléctricas pueden afectar también la flexión de las palas (*flap moments*) (Cutululis *et al.*, 2008). Por otro lado, la herramienta computacional HAWC2 + PowerFactory se ha utilizado para cuantificar la carga generada sobre turbinas eólicas como consecuencia de las fallas en tensión de la red (*Voltage Ride-Through*, VRT) (Hansen *et al.*, 2011). El avance de la tecnología, especialmente en el desarrollo de ordenadores más potentes con mayor capacidad de cómputo y almacenamiento, ha impulsado el modelado y desarrollo de herramientas numéricas versátiles para estudiar el comportamiento multifísico de turbinas eólicas. Como ejemplo se puede mencionar el trabajo de Gong y Qiao (2010) quienes combinaron FAST y Simulink con el objetivo de simular la respuesta dinámica del generador de una turbina eólica (*Wind Turbine Generator*, WTG) en tres escenarios diferentes: condiciones normales, desbalance en una pala, y asimetría aerodinámica; la plataforma de simulación híbrida HAWC2 + Matlab/Simulink desarrollada por Barahona *et al.* (2010) destinada a la simulación, diseño, estudio y análisis integral de turbinas eólicas; y más recientemente, el trabajo de Li *et al.* (2016) el cual aborda el modelado eléctrico, mecánico y aerodinámico de una turbina eólica de 1 MW de potencia.

En línea con la tendencia actual, en este trabajo se presentan los aspectos teóricos relacionados al modelado y diseño de una plataforma numérica de co-simulación destinada al análisis integral de LHAWTs. Específicamente, en esta primera etapa, el sistema dinámico bajo estudio es particionado en cuatro subsistemas: *i*) un modelo multicuerpo rígido (*Rigid Multibody Dynamics*, RMBD) para la estructura de la turbina (torre, rotor, góndola y palas); *ii*) un modelo aerodinámico basado en el método de red de vórtices no lineal e inestacionario (*Unsteady Vortex-Lattice Method*, UVLM) para estimar las cargas sobre las palas de la turbina; *iii*) un modelo de máquina síncrona de imanes permanentes (MSIP); y *iv*) el control del accionamiento eléctrico. Adicionalmente, se presenta: *i*) una descripción detallada del esquema adoptado para intercambiar información entre los diferentes modelos que componen el sistema multifísico; y *ii*) un procedimiento para integrar numéricamente todas las ecuaciones gobernantes, las cuales son originalmente diferencial-algebraicas (DAEs) de índice 3. El conjunto de DAEs resultantes es reescrito como un sistema de índice 1 por medio de una

técnica de reducción de índice e integradas simultáneamente en el dominio del tiempo. El esquema de integración consiste del método modificado de cuarto orden desarrollado por Hamming combinado con una estrategia para eliminar y/o controlar las desviaciones numéricas que surgen como consecuencia de la reducción de índice.

Autor	Aerodinámica	Hidrodinámica	Modelo estructural	Modelo generador	Control
Nielsen <i>et al.</i> (2006)	BEM + DS	SIMO/REFLEX	HAWC2 (MBS/FEM)	-	-
Hansen <i>et al.</i> (2007)	BEM + DS	-	HAWC2 (MBS/FEM)	SCIG (DIgSILENT)	Potencia Eléctrica
Yang <i>et al.</i> (2008)	-	-	-	PMSM	-
Fadaeinedjad <i>et al.</i> (2008a)	FAST (BEM+DS)	-	FAST	DFIG (Matlab/Simulink)	Velocidad (PID) / Corriente (PI)
Gong y Qiao (2010)	FAST (BEM+DS)	-	FAST	PMSM (Simulink)	Potencia Eléctrica (DU)
Barahona <i>et al.</i> (2010)	BEM + DS	-	HAWC2 (MBS/FEM)	MI (Matlab/Simulink)	PA, PR y Torque Eléctrico/ Pitch (PI)
Kallesøe <i>et al.</i> (2011)	BEM + DS	WaSIM	HAWC2 (MBS/FEM)	-	-
Gebhardt and Roccia (2014)	UVLM	-	MBS/FEM	-	-
Maza <i>et al.</i> (2014)	UVLM	-	SIMPACT	-	-
Ng <i>et al.</i> (2015)	UVLM	-	Lineal	-	-
Pezzani <i>et al.</i> (2016)	-	-	-	PMSM (Matlab/Simulink)	-
Halyani <i>et al.</i> (2016)	MT	-	Modelo de dos masas	DFIG (Matlab/Simulink)	-
Gantasala <i>et al.</i> (2016)	BEM	-	Lineal (13 DOF)	-	-
Li <i>et al.</i> (2016)	MT	-	-	DFIG (Matlab/Simulink)	PA y PR / Pitch (PID)
Presente	UVLM	-	RMBD	PMSM	AE (DU)

Nota: BEM = *Blade Element Momentum Theory*; DS = *Dynamic Stall Implementation*; MT = *Momentum Theory*; DFIG = *Double Feed Induction Generator*; PMSM = *Permanent Magnet Synchronous Machine*; FEM = *Finite Element Method*; SCIG= *Squirrel-Cage Induction Generator*; IM= *Induction Motor*; PA= *Potencia Activa*; PR= *Potencia Reactiva*; AE= *Accionamiento Eléctrico*; MBS = *Multibody System*; DU = *Definido por el Usuario*; PLL = *Phase Lock Loop*; PID = *Proportional-Integral-Derivative*; SIMPACT (Flores, 2011).

Tabla 1: Herramientas numéricas para análisis de HAWTs

De la revisión bibliográfica realizada se puede observar una marcada tendencia hacia el modelado y desarrollo de herramientas numéricas multifísicas para estudiar grandes y medianas turbinas eólicas de eje horizontal. Un enfoque holístico basado en RMBD en combinación con el UVLM, la MSIP y el Control del accionamiento eléctrico es inexistente en la literatura y es, por lo tanto, el eje de este trabajo. En la Tabla 1 se presenta un resumen de las herramientas numéricas discutidas previamente, incluyendo las características de la metodología presente.

2 METODOLOGÍA

En este trabajo se propone estudiar el comportamiento electro-aero-mecánico de LHAWTs mediante la introducción de: *i*) un modelo aerodinámico inestacionario y no-lineal que permita

predecir las cargas actuantes sobre las palas de la turbina en estudio; *ii*) un modelo estructural multicuerpo rígido para predecir la respuesta de la estructura a las cargas aerodinámicas; *iii*) un modelo del generador síncrono de imanes permanentes que permita considerar el acoplamiento electro-mecánico; *iv*) un sistema de control para el accionamiento eléctrico; *v*) una técnica para transferir información entre los diferentes modelos intervinientes (Aero / Mecánico / Eléctrico) cuyas mallas/grillas pueden ser radicalmente diferentes; y *vi*) un esquema de integración para resolver todas las ecuaciones gobernantes, las cuales son generalmente algebraicas diferenciales.

La idea fundamental consiste en tratar el flujo de aire circundante, la estructura de la turbina, el generador eléctrico, y los sistemas de control (si existen) como elementos de un único sistema dinámico; e integrar en el dominio del tiempo todas las ecuaciones gobernantes en forma numérica, simultánea, e interactiva. La metodología propuesta, que provee la solución en el dominio del tiempo, ofrece varias ventajas. El método no está restringido a movimientos periódicos o ecuaciones de movimiento lineales. En consecuencia, estos esquemas de cálculo, pueden ser una herramienta muy efectiva para el diseño de sistemas de control para la supresión de oscilaciones e inestabilidades de naturaleza aeroelástica u otro tipo de inestabilidades, como por ejemplo el pandeo inducido por cargas aerodinámicas. Debido a que las ecuaciones son integradas numéricamente, las no-linealidades estructurales pueden ser incluidas sin dificultad.

Se debe destacar, además, que la combinación de los modelos es un aspecto fundamental (ver Figura 1). Como se puede observar, el núcleo de la plataforma de co-simulación se basa en el modelo de interconexión y el esquema de integración. Ellos componen la parte esencial del acoplamiento entre modelos, procesando los datos requeridos y computando la solución de las ecuaciones gobernantes.

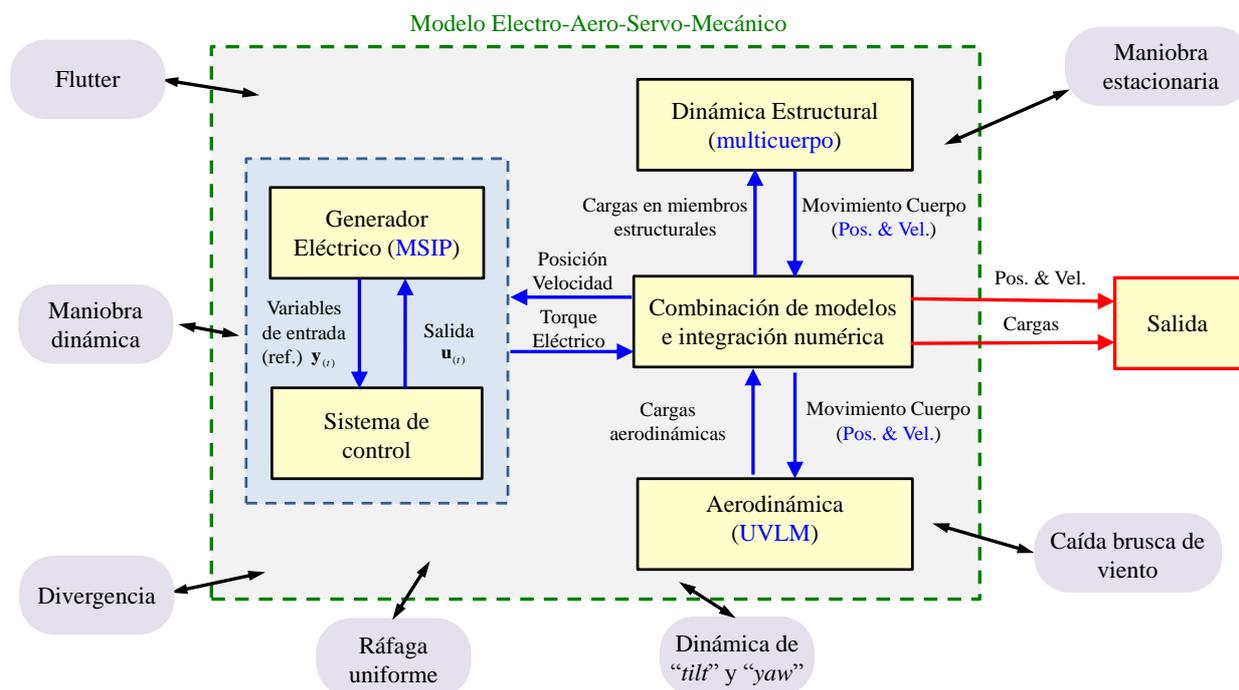


Figura 1: Esquema de la plataforma multifísica de co-simulación para LHAWTs.

3 MODELO AERDINÁMICO

El modelo aerodinámico implementado en este esfuerzo es una versión ampliada y modificada del método general de red de vórtices no-lineal e inestacionario (UVLM). Este modelo permite considerar no-linealidades aerodinámicas asociadas con grandes ángulos de ataque, deformaciones estáticas, y flujos dominados por vorticidad en los que el fenómeno conocido como *vortex bursting* no ocurre. Además, permite tener en cuenta todas las posibles interferencias aerodinámicas y

estimar, en el dominio del tiempo, la distribución de vorticidad asociada a la sábana vorticiosa adherida a los sólidos, y la distribución de vorticidad y la forma de las estelas emitidas desde los bordes filosos del cuerpo inmerso en el fluido. A medida que el número de Reynolds (Re) se incrementa, el espesor de la capa límite decrece; en el límite, cuando el $Re \rightarrow \infty$, se puede asumir que los efectos viscosos están confinados, únicamente, a las capas límite que envuelven las palas y a las estelas vorticosas que se desprenden desde los bordes filosos.

Como resultado del movimiento relativo entre los diferentes cuerpos que componen una turbina eólica (rotor, góndola, torre y palas) y el aire en reposo, se generan gradientes de velocidad que dan origen a vorticidad concentrada en una delgada región adherida a la superficie sustentadora (capa límite). Esta sábana vorticiosa se separa desde el borde de fuga y la puntera de las palas, y es “convectada” hacia el seno del fluido para formar la estela (o sábana libre).

Debido a que la vorticidad presente en las estelas en un instante dado fue generada y convectada desde las palas en un tiempo anterior, las cargas aerodinámicas dependen de la historia del movimiento; las estelas contienen la “historia”. El campo de velocidades asociado con la vorticidad existente en un punto del espacio decae al alejarse de dicho punto; en consecuencia, a medida que la vorticidad en la estela va siendo transportada corriente abajo, su influencia decrece y por lo tanto se dice que “el historiador” va perdiendo memoria.

Para más detalles sobre el método de red de vórtices no-lineal e inestacionario se pueden consultar los trabajos de Konstadinopoulos *et al.* (1981), Preidikman (1998), Roccia *et al.* (2013), y Gebhardt *et al.* (2010).

3.1. Formulación matemática

La evolución espacio/temporal del potencial total de velocidad (fuera de las sábanas adheridas y estelas) está gobernada por la ecuación de Laplace para flujo incompresible, dada por,

$$\nabla^2 \varphi(\mathbf{r}; t) = 0, \quad (1)$$

donde φ es una función potencial de velocidad, \mathbf{r} es el vector posición de una partícula de fluido en el instante t , y $\nabla^2(\cdot)$ es el operador diferencial laplaciano.

Se debe mencionar que la dependencia del tiempo de la ecuación (1) es introducida por medio de las condiciones de borde. En el fluido, el campo de velocidades $\mathbf{V}(\mathbf{r}; t)$ está relacionado cinemáticamente con el campo de vorticidad $\mathbf{\Omega}(\mathbf{r}; t)$ a través de la siguiente expresión,

$$\mathbf{\Omega}(\mathbf{r}; t) = \nabla \times \mathbf{V}(\mathbf{r}; t). \quad (2)$$

Las ecuaciones (1) y (2) representan un sistema de ecuaciones diferenciales en derivadas parciales que pueden ser “invertidas” a los efectos de expresar el campo de velocidades en términos del campo de vorticidad (Batchelor, 1967). Finalmente, se puede demostrar que la velocidad asociada con un segmento de vorticidad rectilíneo de longitud finita y circulación $\Gamma(t)$ está dada por la versión discreta de la ley de Biot-Savart,

$$\mathbf{V}(\mathbf{r}; t) = \frac{\Gamma(t)}{4\pi} \frac{\boldsymbol{\zeta}(\mathbf{r}; t) \times \mathbf{r}_1}{\|\boldsymbol{\zeta}(\mathbf{r}; t) \times \mathbf{r}_1\|_2^2 + (\delta \|\boldsymbol{\zeta}(\mathbf{r}; t)\|_2)^2} [\boldsymbol{\zeta}(\mathbf{r}; t) \cdot (\hat{\mathbf{e}}_1 - \hat{\mathbf{e}}_2)], \quad (3)$$

donde \mathbf{r}_1 y \mathbf{r}_2 son los vectores posición de puntos del campo de fluido (puntos donde la velocidad es computada) relativos a los extremos del segmento vorticoso rectilíneo, $\hat{\mathbf{e}}_1$ y $\hat{\mathbf{e}}_2$ son vectores unitarios asociados a los vectores \mathbf{r}_1 y \mathbf{r}_2 , y $\boldsymbol{\zeta} = \mathbf{r}_1 - \mathbf{r}_2$, y δ es el radio de *cut-off*.

El valor de δ , desconocido a priori, se determina a partir de comparaciones entre simulaciones realizadas mediante el uso de la ecuación (3) y soluciones conocidas que fueron obtenidas mediante el uso de otras técnicas, no habiendo bases teóricas para su justificación.

3.2. Discretización de las sábanas vorticosas

En el método de red de vórtices inestacionario las sábanas adheridas continuas sobre la turbina eólica se reemplazan por una red de paneles rectangulares formados por segmentos vorticosos rectilíneos, ζ_i , conectados entre sí en los llamados *nodos aerodinámicos*. El modelo se completa mediante una discretización similar de las estelas. En la Figura 2 se presenta, como ejemplo, la discretización (en lo que sigue denominada grilla aerodinámica, GA) de una pala del aerogenerador, donde los puntos color rojo indican la zona de desprendimiento de vorticidad; en este caso, solo desde el borde de fuga y puntera de la pala.

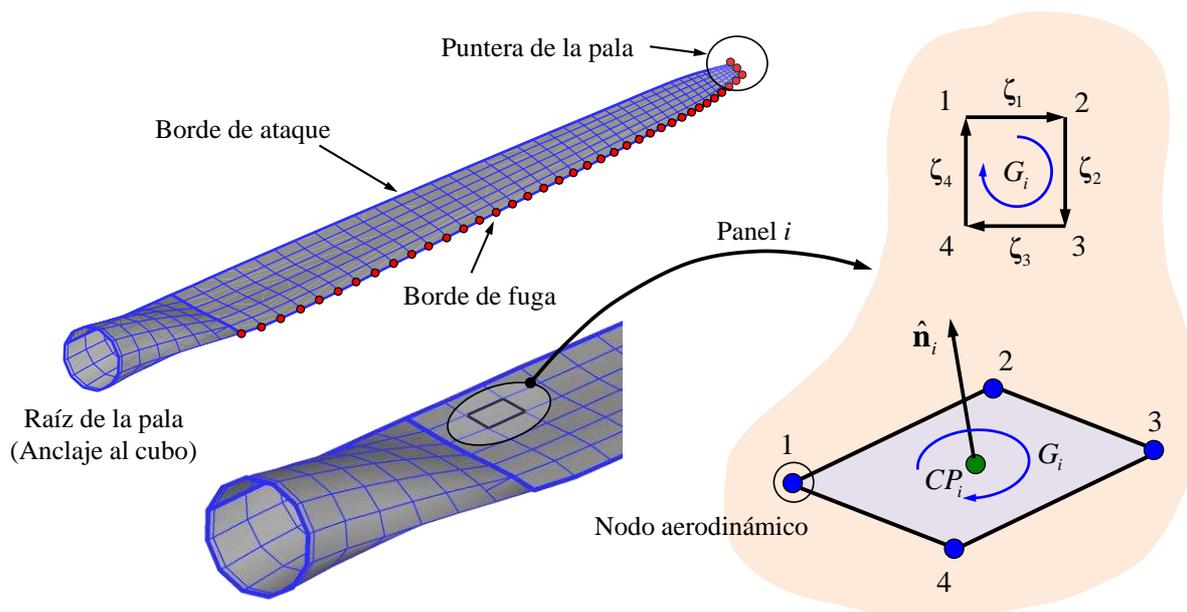


Figura 2: Discretización de la sábana vorticosa adherida a la pala de la turbina eólica.

3.3. Condiciones de borde

Las condiciones de borde que se imponen en este problema son dos: *i*) la condición en el infinito y *ii*) la condición de no penetración. La condición en el infinito requiere que las perturbaciones producidas en el fluido, por la presencia y el movimiento del sólido inmerso, decaigan conforme nos alejamos del mismo. Esta condición de contorno es denominada comúnmente condición de regularidad en el infinito y está dada por,

$$\lim_{\|\mathbf{r}\|_2 \rightarrow \infty} \|\mathbf{V}(\mathbf{r}; t)\|_2 = \|\mathbf{V}_\infty\|_2, \quad (4)$$

donde \mathbf{V}_∞ es el vector de velocidad de corriente libre o de corriente sin perturbar y $\|\cdot\|_2$ denota la norma vectorial euclídea. Debido a que el campo de velocidad se calcula por medio de la ley de Biot-Savart, la condición de regularidad en el infinito es satisfecha idénticamente.

La condición de no penetración es aplicada sobre toda la frontera del sólido inmerso en el fluido, esto es, sobre la superficie del cubo, góndola, torre y palas de la turbina eólica. Su posición, velocidad, y aceleración son conocidas en todo instante. Esta condición de borde, también llamada de impermeabilidad, requiere que la componente normal de la velocidad relativa a la superficie del cuerpo de todas las partículas del fluido adyacentes a la superficie del sólido sea igual cero,

$$(\mathbf{V}_\infty + \mathbf{V}_B + \mathbf{V}_W - \mathbf{V}_P) \cdot \hat{\mathbf{n}} = 0, \quad (5)$$

donde \mathbf{V}_B es la velocidad asociada a la sábana vorticiosa adherida a la superficie de la turbina, \mathbf{V}_W es la velocidad asociada a la sábanas vorticosas libre (estelas) que se desprenden desde los bordes de fuga y punteras de las palas, \mathbf{V}_P es la velocidad del sólido, y $\hat{\mathbf{n}}$ es un vector unitario normal a la superficie del sólido.

3.4. Coeficientes de influencia aerodinámicos

Una vez discretizada la sábana vorticiosa adherida, el paso siguiente es imponer la condición de no penetración sobre la superficie sólida. En general, la componente normal de la velocidad de una partícula de fluido en un punto de control relativa al sólido depende de: *i*) la velocidad asociada a los vórtices ubicados en la sábana adherida; *ii*) la velocidad asociada a los vórtices ubicados en las estelas; *iii*) la velocidad de la corriente libre; y *iv*) la velocidad debida al movimiento del cuerpo.

Cuando se resuelve la ecuación (5) para encontrar \mathbf{V}_B , la velocidad asociada a la estela, la velocidad de corriente libre, y el movimiento de la superficie del sólido son conocidos. La componente de velocidad asociada a los vórtices ubicados en la sábana adherida \mathbf{V}_B , puede expresarse en términos de las incógnitas $G_j(t)$ y de los coeficientes de influencia aerodinámica $a_{ij}(t)$ (Katz y Plotkin, 2001; Preidikman, 1998).

Si la posición relativa entre las diferentes partes que componen la turbina (cubo, góndola, torre y palas) permanece invariante en el tiempo, los coeficientes de influencia aerodinámicos se evalúan una única vez. En esta primer etapa, la estructura del aerogenerador es considerada rígida, por lo tanto, el único movimiento relativo presente es entre el rotor (cubo+góndola+palas) y la torre. Como consecuencia de la asunción de cuerpo rígido, solo una porción de la matriz de influencia aerodinámica $\mathbf{A}(t)$ debe ser actualizada en cada paso de tiempo.

El coeficiente de influencia aerodinámico a_{ij} se define como la componente de velocidad que es normal a la superficie del sólido en el punto de control del panel i asociada al vórtice adherido de intensidad unitaria ubicado en el panel j . Matemáticamente se expresa como:

$$a_{ij}(t) = (u(t), v(t), w(t))_{ij} \cdot \hat{\mathbf{n}}_i \quad (6)$$

donde $u(t)$, $v(t)$ y $w(t)$ son las componentes de la velocidad en el punto de control i y $\hat{\mathbf{n}}_i$ el vector unitario normal a la superficie en el punto de control i .

El cumplimiento de las condiciones de contorno en la superficie requiere que en cada punto de control la componente normal de la velocidad relativa fluido/sólido sea nula. La especificación de esta condición en el punto de control i se materializa como sigue:

$$\sum_{j=1}^{NP} a_{ij}(t) G_j(t) + (\mathbf{V}_\infty + \mathbf{V}_W - \mathbf{V}_P)_i \cdot \hat{\mathbf{n}}_i = 0 \quad (7)$$

donde G_j es la intensidad del vórtice adherido ubicado en el panel j , y NP es el número de paneles que conforman la grilla aerodinámica sobre la turbina eólica.

La influencia de la estela puede ser calculada ya que la ubicación e intensidad de todos los vórtices sobre la misma es conocida. Por lo tanto, los términos que involucran la velocidad debida a las estelas, la velocidad de corriente libre y la velocidad debida al movimiento del sólido pueden ser transferidos al lado derecho (*Right-Hand Side*, RHS) de la Ecuación (7). En consecuencia puede escribirse:

$$RHS_i = -(\mathbf{V}_\infty + \mathbf{V}_W - \mathbf{V}_P)_i \cdot \hat{\mathbf{n}}_i \quad (8)$$

La especificación de las condiciones de contorno para cada punto de control resulta en el siguiente sistema de ecuaciones algebraicas lineales, en general con coeficientes variables:

$$\mathbf{A}(t) \mathbf{G}(t) = \mathbf{RHS} \rightarrow \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1N} \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{N1} & a_{N2} & \cdots & a_{NN} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} G_1 \\ G_2 \\ \vdots \\ G_N \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} RHS_1 \\ RHS_2 \\ \vdots \\ RHS_N \end{Bmatrix} \quad (9)$$

La matriz de influencia aerodinámica contiene bloques que deben computarse en cada paso de tiempo. Esta dependencia respecto del tiempo se debe al movimiento relativo entre la parte rotante de la turbina (cubo+palas, denominado rotor), la góndola y la torre respectivamente. Por lo tanto, la porción de $\mathbf{A}(t)$ que debe actualizarse en cada paso de tiempo, es la parte que contabiliza la influencia rotor/góndola, rotor/torre y góndola/torre. En la Figura 3 se presenta un esquema que aclara lo explicado anteriormente.

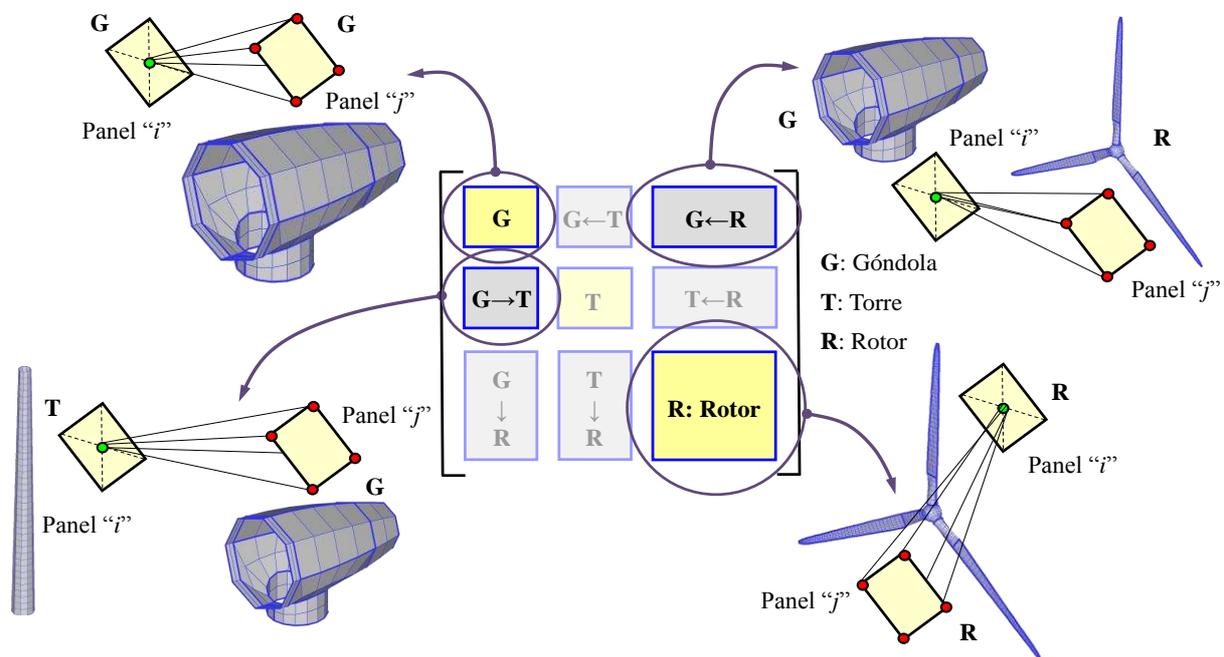


Figura 3: Esquema donde se indica la forma como se calculan los bloques de la matriz de influencia aerodinámica.

El bloque en color amarillo en la Figura 3 se calcula sólo una vez, debido a que no cambia con el tiempo. Por el contrario, los bloques en color gris deben calcularse en cada paso de tiempo. Las flechas en cada uno de los bloques que forman la matriz \mathbf{A} indican la manera en que se efectúan los cálculos relacionados al cómputo de los coeficientes de influencia aerodinámicos, por ejemplo, $\mathbf{G} \leftarrow \mathbf{R}$ indica el cómputo de la velocidad normal en los puntos de control de los paneles contenidos en la góndola (\mathbf{G}) debido a la influencia de los paneles contenidos en el rotor (\mathbf{R}).

Una vez calculadas las circulaciones $G_j(t)$ se convectan los paneles que componen las estelas, a la velocidad local del fluido. Existen varias opciones para computar la nueva posición de los nodos aerodinámicos en la estela: por ejemplo, se pueden utilizar las cantidades calculadas en el paso previo, en el paso actual ($t = t + \Delta t$), o su promedio. En todos esos casos con excepción del primero se necesita de un esquema de iteración, lo cual incrementa el tiempo de cómputo. Afortunadamente, se encontró que un esquema simple de primer orden de integración (Método de Euler) es estable y las diferencias entre soluciones convergentes es muy pequeña para justificar la utilización de esquemas de mayor orden (Kandil *et al.*, 1976; Seginer *et al.*, 1982). Por lo tanto el esquema de Euler propuesto en este trabajo es:

$$\begin{aligned}\mathbf{r}_{nodo}(t + \Delta t) &= \mathbf{r}_{nodo}(t) + \int_t^{t+\Delta t} \mathbf{V}_{nodo}(\tau) [\mathbf{r}_{nodo}(\tau)] d\tau \\ &\approx \mathbf{r}_{nodo}(t) + \mathbf{V}_{nodo}(t) [\mathbf{r}_{nodo}(t)] \Delta t,\end{aligned}\quad (10)$$

donde $\mathbf{r}_{nodo}(t)$ es la posición del nodo en el tiempo t , $\mathbf{V}_{nodo}(t)$ es la velocidad del nodo en el tiempo t , y Δt es el incremento de tiempo (Konstantinopoulos *et al.*, 1981; Preidikman, 1998).

3.5. Cálculo de cargas aerodinámicas

Para determinar las cargas aerodinámicas sobre la superficie sustentadora (palas), primero se debe hallar el salto de presión en el punto de control de cada elemento, luego multiplicarlo por el área del mismo y después proyectarlo en la dirección del vector normal a dicho elemento. A continuación se usa la versión inestacionaria de la ecuación de Bernoulli para calcular la distribución de la presión sobre la superficie de las alas. Finalmente, se suman las fuerzas actuantes en todos los elementos. Para flujos inestacionarios, la ecuación de Bernoulli toma la siguiente forma,

$$H(t) = \partial_t \varphi(\mathbf{r}; t) + \frac{1}{2} \nabla \varphi(\mathbf{r}; t) \cdot \nabla \varphi(\mathbf{r}; t) + \frac{p(\mathbf{r}; t)}{\rho}, \quad (11)$$

donde $\varphi(\mathbf{r}; t)$ es la función potencial de velocidad definida anteriormente, $\partial_t(\cdot)$ indica derivada parcial con respecto al tiempo, $\partial_t \varphi$ es responsable de introducir el efecto de masa agregada, y $H(t)$ es la energía total, que solo depende del tiempo y tiene un valor uniforme para todo punto del fluido.

La adimensionalización de la Ec. (11) permite determinar el salto de presión, Δp , a través de cada uno de los elementos que conforman la red de vórtices,

$$\Delta p = \mathbf{V}_U^2 - \mathbf{V}_L^2 + 2 \left(\partial_t \varphi|_{\mathbf{R}_U} - \partial_t \varphi|_{\mathbf{R}_L} \right), \quad (12)$$

donde \mathbf{V}_U y \mathbf{V}_L son respectivamente las velocidades de las partículas de fluido ubicadas inmediatamente por encima y por debajo del punto de control del elemento considerado.

Finalmente, es posible demostrar que $\partial_t \varphi|_{\mathbf{R}_U} - \partial_t \varphi|_{\mathbf{R}_L}$ en la Ec. (12) se puede expresar en término de: *i*) una especie de “derivada sustancial”, ya que no sigue una partícula de fluido sino un punto material del ala, en este caso un punto de control; y *ii*) la diferencia de velocidad entre un punto ubicado en la parte superior e inferior de la superficie sustentadora en el elemento considerado, (Preidikman, 1998).

4 MODELO DE CUERPO RÍGIDO PARA LHAWTs

La turbina eólica se modela como una colección de seis cuerpos rígidos interconectados ($nb = 6$), estos son: la torre, la góndola y el rotor compuesto por el cubo y las tres palas. Para llevar a cabo de una manera ordenada la deducción de las ecuaciones de movimiento no-lineales del modelo de la turbina se utilizaron siete marcos de referencias: *i*) un sistema de referencia inercial o Newtoniano $\mathbf{N} = \{ \hat{\mathbf{n}}_1, \hat{\mathbf{n}}_2, \hat{\mathbf{n}}_3 \}$; y *ii*) seis sistemas de referencia, cada uno de ellos fijo a cada uno de los seis cuerpos que componen la turbina $\mathbf{B}^i = \{ \hat{\mathbf{b}}_1^i, \hat{\mathbf{b}}_2^i, \hat{\mathbf{b}}_3^i \}$ para $i = 1, \dots, 6$.

Los vectores $\hat{\mathbf{n}}_j$ y $\hat{\mathbf{b}}_j^i$ para $i, j = 1, \dots, 6$ son vectores unitarios que cumplen con las siguientes condiciones,

$$\begin{aligned}[\hat{\mathbf{n}}_1, \hat{\mathbf{n}}_2, \hat{\mathbf{n}}_3] &= \hat{\mathbf{n}}_1 \cdot (\hat{\mathbf{n}}_2 \times \hat{\mathbf{n}}_3) = +1, \text{ y} \\ [\hat{\mathbf{b}}_1^i, \hat{\mathbf{b}}_2^i, \hat{\mathbf{b}}_3^i] &= \hat{\mathbf{b}}_1^i \cdot (\hat{\mathbf{b}}_2^i \times \hat{\mathbf{b}}_3^i) = +1.\end{aligned}\quad (13)$$

Los marcos de referencia \mathbf{B}^1 , \mathbf{B}^2 y \mathbf{B}^3 están fijos respectivamente a cada una de las palas y tienen su origen en la raíz de la pala correspondiente, los marcos \mathbf{B}^4 y \mathbf{B}^5 fijos a los centros de masa \mathbf{cm}_4 y \mathbf{cm}_5 del cubo y góndola, y finalmente el marco \mathbf{B}^6 está fijo a la base de la torre (ver Figura 4).

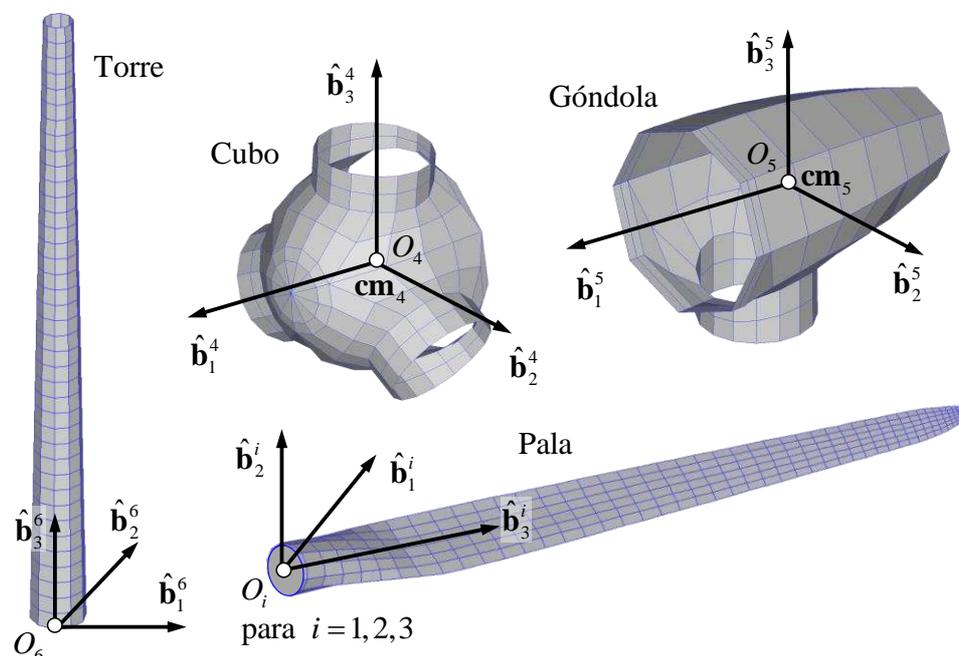


Figura 4: Modelo de la turbina eólica – Definición de los diferentes marcos de referencias.

Las ecuaciones de movimiento del modelo de la turbina se escriben siguiendo la misma formulación utilizada por Rocca *et al.* (2012) la cual está basada en las ecuaciones de Lagrange para sistemas con restricciones.

El espacio de configuración de cada uno de los componentes del sistema multicuerpo se describe mediante un conjunto de seis coordenadas generalizadas absolutas $\mathbf{q}_i = \{q_{1+6(i-1)}, \dots, q_{6+6(i-1)}\}^T$, para $i = 1, \dots, 6$, referidas a un marco de referencia inercial, \mathbf{N} , (3 coordenadas para definir la posición de un punto fijo al cuerpo, y 3 coordenadas para definir su orientación). Esto da un total de treinta y seis coordenadas generalizadas ($6n_b = 36$). Sin embargo, este conjunto de coordenadas no es independiente ya que están relacionadas por medio de las ecuaciones de restricción. El cubo está vinculado rígidamente a las palas mediante 18 ecuaciones de restricción (tres de conexión y tres de orientación por cada pala), la torre está anclada a tierra, la góndola puede tener un movimiento prescrito respecto de la torre (ángulo de guiñada), y finalmente el rotor puede girar respecto de la góndola solamente en la dirección del eje de rotación de la turbina. Este hecho introduce treinta y cinco ecuaciones adicionales ($n_c = 35$), lo cual produce un total de un grado de libertad para el sistema ($n_{\text{dof}} = 6n_b - n_c = 1$). Si bien el sistema resultante tiene solo un grado de libertad, el enfoque utilizado permitirá incluir en el corto plazo un modelo flexible para la torre y las palas de la turbina fácilmente.

El conjunto de coordenadas generalizadas absolutas adoptadas para todo el sistema multicuerpo es:

$$\mathbf{q} = \{ \mathbf{q}_1, \mathbf{q}_2, \mathbf{q}_3, \mathbf{q}_4, \mathbf{q}_5, \mathbf{q}_6 \}^T, \quad (14)$$

donde los vectores $\mathbf{q}_1, \dots, \mathbf{q}_6$ describen la configuración de la pala 1, pala 2, pala 3, cubo, góndola y torre respectivamente. Las coordenadas $q_{1+6(i-1)}$, $q_{2+6(i-1)}$ y $q_{3+6(i-1)}$ para $i = 1, \dots, 6$ representan un conjunto de coordenadas rectangulares ortogonales cartesianas asociadas a los vectores unitarios $\hat{\mathbf{n}}_1, \hat{\mathbf{n}}_2, \hat{\mathbf{n}}_3$ respectivamente, y $q_{4+6(i-1)}$, $q_{5+6(i-1)}$ y $q_{6+6(i-1)}$ para $i = 1, \dots, 6$ representan un conjunto de

coordenadas angulares que orientan cada uno de los cuerpos respecto del marco de referencia inercial \mathbf{N} .

Para orientar cada uno de los cuerpos que componen el aerogenerador se utilizó una parametrización mediante ángulos de Euler (Baruh, 1999) mediante una secuencia de rotación 3-2-1 en término de las coordenadas $q_{4+6(i-1)}$, $q_{5+6(i-1)}$ y $q_{6+6(i-1)}$ para $i = 1, \dots, 6$.

6.1. Ecuaciones de restricción

Sobre cada uno de los cuerpos que componen la turbina se imponen las siguientes restricciones:

- Restricción de posición que especifica el punto de conexión entre dos o más cuerpos para todo instante de tiempo, t .
- Restricción de orientación que especifica la orientación relativa del ala entre dos o más cuerpos para todo instante de tiempo, t .

Tanto las restricciones de posición como así también las de orientación son del tipo holonómicas, a su vez las de restricción de posición son esclerónomas debido a que el tiempo no aparece explícitamente en la formulación de dicha ecuación. Por el contrario, algunas restricciones a nivel de la orientación pueden depender explícitamente del tiempo y por lo tanto son del tipo rehónomas (Shabana, 2005). Esta dependencia es consecuencia, por ejemplo, de la corrección en el ángulo de guiñada (*yaw error correction*) de la góndola respecto a la torre, el cual es comando por el sistema de control y tiene como objetivo alinear en forma óptima la góndola para maximizar la producción de energía.

4.1.1. Restricciones Cubo-Pala

Cada pala está conectada al cubo por medio de seis ecuaciones de restricción (tres de conexión y tres de orientación). Cada pala puede rotar respecto del cubo (*pitch angle*) en la dirección longitudinal de la pala $\hat{\mathbf{b}}_3^i$ (dictado por el sistema de control). Sin embargo, en esta primera etapa, dicho ángulo es introducido como un parámetro constante.

Para establecer la vinculación entre cada pala y el cubo, se considera un sistema de referencia auxiliar pegado al punto de conexión entre el cubo y la raíz de la pala ($\mathbf{C}^i = \{\hat{\mathbf{c}}_1^i, \hat{\mathbf{c}}_2^i, \hat{\mathbf{c}}_3^i\}$ para la articulación del cubo con la pala “ i ”) y orientado con respecto al marco fijo al cubo \mathbf{B}^4 . Luego, la posición y la orientación de los sistemas \mathbf{B}^i y \mathbf{C}^i respecto del sistema \mathbf{N} inercial deben ser coincidentes (ver Figura 5). La diferencia radica en la elección de conjuntos de coordenadas diferentes para especificar la posición y orientación de los marcos \mathbf{B}^i y \mathbf{C}^i .

Para especificar que la orientación del marco \mathbf{C}^i debe permanecer coincidente con el marco \mathbf{B}^i , se necesitan tres condiciones que establecen que: *i*) el primer elemento de la base de \mathbf{C}^i debe ser perpendicular al segundo elemento de la base de \mathbf{B}^i ; *ii*) el segundo elemento de la base de \mathbf{C}^i debe ser perpendicular al tercer elemento de la base de \mathbf{B}^i ; y, *iii*) el tercer elemento de la base de \mathbf{C}^i debe ser perpendicular al primer elemento de la base de \mathbf{B}^i . Estas condiciones pueden expresarse explícitamente como:

$$\begin{aligned}\phi_4 &= \hat{\mathbf{c}}_1^i \cdot \hat{\mathbf{b}}_2^i = (\hat{\mathbf{c}}_1^i)^T [\mathbf{Q}_{\mathbf{C}^i \mathbf{B}^4}] [\mathbf{Q}_{\mathbf{B}^4 \mathbf{N}}] [\mathbf{Q}_{\mathbf{N} \mathbf{B}^i}] \hat{\mathbf{b}}_2^i = \sin \gamma, \\ \phi_5 &= \hat{\mathbf{c}}_2^i \cdot \hat{\mathbf{b}}_3^i = (\hat{\mathbf{c}}_2^i)^T [\mathbf{Q}_{\mathbf{C}^i \mathbf{B}^4}] [\mathbf{Q}_{\mathbf{B}^4 \mathbf{N}}] [\mathbf{Q}_{\mathbf{N} \mathbf{B}^i}] \hat{\mathbf{b}}_3^i = 0, \text{ y} \\ \phi_6 &= \hat{\mathbf{c}}_3^i \cdot \hat{\mathbf{b}}_1^i = (\hat{\mathbf{c}}_3^i)^T [\mathbf{Q}_{\mathbf{C}^i \mathbf{B}^4}] [\mathbf{Q}_{\mathbf{B}^4 \mathbf{N}}] [\mathbf{Q}_{\mathbf{N} \mathbf{B}^i}] \hat{\mathbf{b}}_1^i = 0, \text{ para } i = 1, 2, 3.\end{aligned}\tag{14}$$

Donde $\mathbf{Q}_{\mathbf{N} \mathbf{B}^i} : \mathbf{B}^i \rightarrow \mathbf{N}$ representa el tensor de rotación del marco de referencia \mathbf{B}^i (fijo a la i -th pala) respecto del marco inercial \mathbf{N} , $\mathbf{Q}_{\mathbf{N} \mathbf{B}^4} : \mathbf{B}^4 \rightarrow \mathbf{N}$ representa el tensor de rotación del marco de

referencia \mathbf{B}^4 (fijo al centro de masa del cubo) respecto del marco inercial \mathbf{N} , $\mathbf{Q}_{\mathbf{C}^4\mathbf{B}^4} : \mathbf{B}^4 \rightarrow \mathbf{C}^4$ representa el tensor de rotación del marco \mathbf{B}^4 respecto al marco fijo \mathbf{C}^4 con origen en la conexión de la pala i , y γ es el ángulo de orientación de la pala según su eje longitudinal (*pitch angle*).

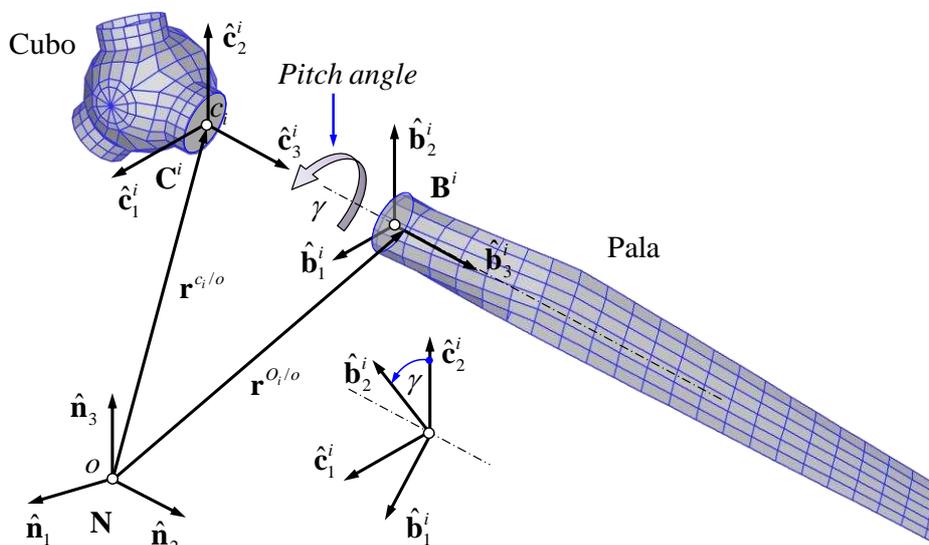


Figura 5: Vinculación entre el cubo y la i -th pala.

Para especificar que la posición del origen del marco \mathbf{C}^i y \mathbf{B}^i deben permanecer coincidentes, se necesitan tres condiciones adicionales para establecer que la diferencia de las componentes de los vectores de posición de los orígenes de ambos sistemas es nula, esto es,

$$\begin{aligned} \phi_1 &= (\mathbf{r}^{O_i/o} - \mathbf{r}^{c_i/o}) \cdot \hat{\mathbf{n}}_1 = 0, \\ \phi_2 &= (\mathbf{r}^{O_i/o} - \mathbf{r}^{c_i/o}) \cdot \hat{\mathbf{n}}_2 = 0, \text{ y} \\ \phi_3 &= (\mathbf{r}^{O_i/o} - \mathbf{r}^{c_i/o}) \cdot \hat{\mathbf{n}}_3 = 0, \text{ para } i = 1, 2, 3. \end{aligned} \quad (15)$$

Donde $\mathbf{r}^{O_i/o}$ es el vector posición de la raíz de la i -th pala medido respecto del marco de referencia inercial \mathbf{N} , y $\mathbf{r}^{c_i/o}$ es el vector posición del punto de conexión ubicado sobre el cubo y medido respecto del marco de referencial inercial \mathbf{N} (ver Figura 5).

4.1.2. Restricciones Cubo-Góndola, Góndola-Torre, Torre-Tierra

Las ecuaciones de restricción que vinculan la góndola con la torre son similares a las detalladas en la Subsección anterior, la única modificación radica en la prescripción de un movimiento de rotación de la góndola referido a la torre (*yaw error correction*) lo cual torna el vector de restricciones dependiente del tiempo. La vinculación entre el cubo y la góndola se obtiene en forma análoga, siendo la única diferencia en el número de ecuaciones de restricción a nivel de orientación; hecho reflejado por la rotación del cubo con respecto a la góndola (grado de libertad) en torno del vector unitario $\hat{\mathbf{b}}_1^4$. Finalmente las ecuaciones que vinculan la torre a tierra son idénticas a las expuestas en la Subsección 4.1.2.

Teniendo en cuenta todas las ecuaciones de vínculos mencionadas anteriormente, se construyen seis conjuntos de ecuaciones, uno para cada cuerpo que compone el sistema dinámico (donde cada uno contiene la información asociada a la conexión entre los cuerpos intervinientes). Se debe notar que en el proceso de Esto es,

$$\Phi_i(\dots, \mathbf{q}_{k-1}, \mathbf{q}_k, \mathbf{q}_{k+1}, \dots; t) = \{ \phi_1, \phi_2, \phi_3, \phi_4, \phi_5, \phi_6 \}_i^T, \text{ para } i = 1, \dots, 6. \quad (16)$$

En la Ec. (16) se debe notar que el vector de restricciones del i -th cuerpo depende de los vectores de coordenadas que especifican la configuración de todos los cuerpos que están vinculado al cuerpo i . Adicionalmente, las ecuaciones de restricción que vinculan por ejemplo el cuerpo “ i ” con el cuerpo “ j ”, e introducidas en el vector Φ_i no deben formar parte del vector de restricción Φ_j para $i \neq j$.

6.2. Fuerzas generalizadas

Un paso esencial en la formulación de las ecuaciones de movimiento de un sistema mediante el enfoque Lagrangiano es determinar las fuerzas generalizadas que actúan sobre dicho sistema. Estas pueden ser de naturaleza conservativa o no conservativa. Como paso previo a la formulación de las ecuaciones de movimiento, en esta sección se determinan las fuerzas generalizadas no conservativas provenientes de la aerodinámica, las fuerzas conservativas debidas a la acción del campo gravitatorio terrestre sobre cada parte componente de la turbina eólica, y las fuerzas generalizadas que provienen de la máquina eléctrica (generador) acoplado al rotor de la turbina eólica.

Para determinar las fuerzas generalizadas asociadas con el conjunto de coordenadas generalizadas absolutas introducidas anteriormente, se utiliza el principio de trabajos virtuales (Shabana, 2005; Shabana, 2010; Kane 1968; Bauchau, 2011). El trabajo virtual de una fuerza externa, \mathbf{F} , aplicada al sistema se define de la siguiente manera:

$$\delta W = \mathbf{F} \cdot \delta \mathbf{r}, \quad (17)$$

donde $\delta \mathbf{r}$ es un desplazamiento virtual arbitrario que pertenece al espacio tangente ($\mathcal{T}_r \mathcal{M}$) al espacio de configuración (\mathcal{M}). Para sistemas con restricciones, dicho desplazamiento virtual pertenece al espacio tangente, pero además satisface la versión homogénea de las ecuaciones de restricción (Heard, 2006; Terze y Naudet, 2006).

El desplazamiento virtual de un punto arbitrario perteneciente a un cuerpo i del sistema multicuerpo se puede expresar como:

$$\delta \mathbf{R}_P^i = \delta \mathbf{R}_i + \delta (\mathbf{Q}_{NB^i} \mathbf{r}_P^i). \quad (18)$$

El término $\delta (\mathbf{Q}_{NB^i} \mathbf{r}_P^i)$ para cada cuerpo i que compone el sistema multicuerpo se representa por medio de una matriz $[\mathbf{H}^i] \in \mathbb{R}^{3 \times 6}$, cuya componente H_{ab}^i se computa como sigue:

$$H_{ab}^i = \sum_{c=1}^3 \gamma_{acb}^i r_c^i, \quad \text{para } a=1,2,3 \text{ y } b=1,\dots,6. \quad (19)$$

Donde r_c^i es la componente c del vector posición \mathbf{r}^i , y γ_{acb}^i está dado por:

$$\gamma_{acb}^i = \partial_{q_b} Q_{ac}, \quad \text{para } a,c=1,2,3 \text{ y } b=1,\dots,6, \quad (20)$$

donde Q_{ac} es la componente (a,c) de la matriz de transformación de coordenadas $[\mathbf{Q}_{NB^i}]$.

Se debe notar, además, que el arreglo $\gamma^i \in \mathbb{R}^{3 \times 3 \times 6}$ no es un tensor y depende solamente de las coordenadas angulares que orientan el cuerpo i con respecto al marco \mathbf{N} . Sin embargo, la matriz \mathbf{H}^i depende tanto de las coordenadas angulares, como así también de las coordenadas geométricas del punto material P al cual apunta el vector \mathbf{r}_P^i .

4.2.1. Fuerzas generalizadas aerodinámicas

Estas fuerzas generalizadas se deben únicamente a las fuerzas aerodinámicas que se generan sobre las superficies sustentadoras (las palas del aerogenerador).

Se debe recordar que las fuerzas aerodinámicas sobre cada ala se obtienen por medio de la ecuación no estacionaria de Bernoulli la cual supone el cómputo de un salto de presión $(\Delta p)_k$ sobre cada panel aerodinámico k . Este procedimiento da lugar a un vector fuerza \mathbf{F}_k cuyo punto de aplicación coincide geoméricamente con las coordenadas del punto de control (CP) $_k$ perteneciente al panel k . Luego, la fuerza total sobre cada pala se obtiene sumando los \mathbf{F}_k para $k = 1, \dots, NP_{SS}$, siendo NP_{SS} el número de paneles aerodinámicos que conforma la malla aerodinámica adherida a cada superficie sustentadora.

Utilizando el resultado expuesto en las ecuaciones (19) y (20) en conjunto con la Ec. (17), las fuerzas generalizadas no conservativas provenientes de la aerodinámica sobre la i -th pala de la turbina se expresan como:

$$\mathbf{Q}_i^{Aero} = \sum_{k=1}^{NP_{SS}} (\mathbf{F}_k^i)^T [\mathbf{I}_{3 \times 6} + \mathbf{H}_k^i], \quad \text{para } i = 1, 2, 3, \quad (21)$$

donde $\mathbf{I}_{3 \times 6}$ es una matriz de dimensión 3×6 cuya componente $I_{ij} = \delta_{ij}$, siendo δ_{ij} el delta de Kronecker.

Luego, el vector de cargas generalizadas aerodinámicas para todo el sistema multicuerpo es $\mathbf{Q}^{Aero} = \{ \mathbf{Q}_1^{Aero}, \mathbf{Q}_2^{Aero}, \mathbf{Q}_3^{Aero}, \mathbf{0}_{1 \times 18} \}$ siendo $\mathbf{0}_{1 \times 18}$ un vector fila nulo de 18 componentes.

4.2.2. Fuerzas generalizadas gravitacionales

Las fuerzas conservativas debidas únicamente al campo gravitatorio terrestre se obtienen siguiendo el mismo procedimiento presentado anteriormente. La acción de este campo afecta los seis cuerpos que componen la turbina eólica. Como paso previo, se define primero la fuerza debida a la acción del campo gravitatorio (peso), cuyo punto de aplicación es sobre el centro de masa de cada cuerpo i (\mathbf{cm}_i):

$$\mathbf{F}_i^g = -m_i g \hat{\mathbf{n}}_3, \quad (22)$$

donde m_i es la masa de cada cuerpo, y g es la aceleración de la gravedad.

Las componentes de la matriz \mathbf{H}^i se obtienen de la siguiente manera. Finalmente, las cargas generalizadas conservativas asociadas a cada conjunto de coordenadas generalizadas \mathbf{q}_i están dadas por,

$$\begin{aligned} \mathbf{Q}_i^g &= (\mathbf{F}_i^g)^T [\mathbf{I}_{3 \times 6} + \mathbf{H}^i], \quad \text{para } i = 1, 2, 3, 6 \text{ y} \\ \mathbf{Q}_i^g &= (\mathbf{F}_i^g)^T [\mathbf{I}_3], \quad \text{para } i = 4, 5. \end{aligned} \quad (23)$$

Luego, el vector de cargas generalizadas conservativas para todo el sistema multicuerpo es $\mathbf{Q}^g = \{ \mathbf{Q}_1^g, \mathbf{Q}_2^g, \mathbf{Q}_3^g, \mathbf{Q}_4^g, \mathbf{Q}_5^g, \mathbf{Q}_6^g \}$.

4.2.3. Fuerzas generalizadas debidas al generador eléctrico

Sobre el eje de la turbina eólica se genera un torque resistente, \mathbf{T}_E , debido a la presencia de una máquina eléctrica (generador) acoplada directamente al extremo de dicho eje (ver Figura 6). Este torque depende principalmente de las corrientes de estator y del flujo producido por los imanes del rotor (ver Sección 5). En este trabajo se considera que el eje está conectado rígidamente al cubo del aerogenerador; por lo tanto \mathbf{T}_E actúa siempre en la dirección $\hat{\mathbf{b}}_1^4$. La carga generalizada debida a \mathbf{T}_E y asociada al conjunto de coordenadas que describen la configuración del cubo se deriva utilizando nuevamente el principio de trabajos virtuales,

$$\delta W_E = \mathbf{T}_E \cdot \delta \boldsymbol{\theta}, \quad (24)$$

donde $\delta \boldsymbol{\theta}$ es un cambio virtual en la orientación del cubo de la turbina eólica (cuerpo 4).

La Ec. (24) se puede reescribir como (Kane, 1968),

$$\delta W_E = \mathbf{T}_E \cdot \frac{\partial {}^N \boldsymbol{\omega}^{B^4}}{\partial \dot{\theta}_j} \delta \theta_j, \quad \text{para } j = 1, 2, 3. \quad (25)$$

Donde ${}^N \boldsymbol{\omega}^{B^4}$ es el vector velocidad angular del cubo con respecto al marco inercial \mathbf{N} , y $\dot{\theta}_j$ son las derivadas temporales de las coordenadas angulares (ángulos de Euler) utilizadas para describir la orientación del cubo. Recordando que el vector velocidad angular de un cuerpo se puede expresar como el producto de una matriz, \mathbf{G} , que depende de la parametrización de rotación elegida y un vector, $\dot{\boldsymbol{\theta}} = (\dot{\theta}_1, \dot{\theta}_2, \dot{\theta}_3)^T$, la Ec. (25) toma la siguiente forma,

$$\delta W_E = \mathbf{T}_E \cdot \mathbf{G}_4 \delta \boldsymbol{\theta}_4, \quad (26)$$

Finalmente, la carga generalizada asociada a \mathbf{T}_E es,

$$\mathbf{Q}_4^E = (\mathbf{T}_E)^T \left[\mathbf{0}_{3 \times 3} \left[\mathbf{Q}_{NB^4} \right]^T \left[\mathbf{G}_4 \right] \right], \quad (27)$$

donde $\mathbf{0}_{3 \times 3}$ es una matriz nula de dimensión 3×3 .

Luego, el vector de cargas generalizadas “eléctricas” para todo el sistema multicuerpo es $\mathbf{Q}^E = \{ \mathbf{0}_{1 \times 18}, \mathbf{Q}_4^E, \mathbf{0}_{1 \times 12} \}$ siendo $\mathbf{0}_{1 \times 18}$ y $\mathbf{0}_{1 \times 12}$ dos vectores fila nulos de 18 y 12 componentes respectivamente.

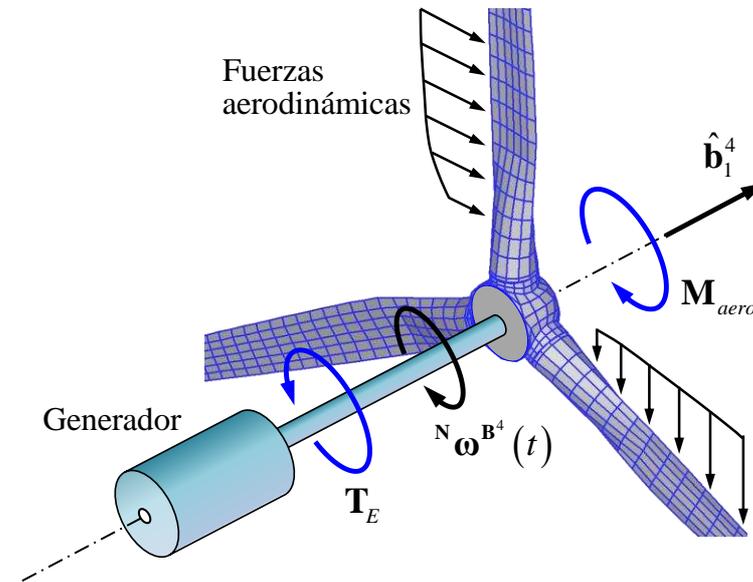


Figura 6: Definición del torque producido por el generador eléctrico.

6.3. Ecuaciones de movimiento

Utilizando la metodología propuesta por Shabana (2005), las ecuaciones que gobiernan el sistema completo se obtienen combinando *i*) las ecuaciones de movimiento para cada cuerpo del sistema dinámico, con *ii*) los conjuntos de ecuaciones de restricción que establecen los vínculos (conexión / orientación) entre los diferentes miembros del sistema multicuerpo, se tiene el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\begin{aligned} \mathbf{M}_i \ddot{\mathbf{q}}_i + \boldsymbol{\lambda}_i^T \mathbf{B}_{\mathbf{q}_i} &= \mathbf{Q}_i^v + (\mathbf{Q}_i^{Aero})^T + (\mathbf{Q}_i^g)^T + (\mathbf{Q}_i^E)^T, \\ \boldsymbol{\Phi}_i(\dots, \mathbf{q}_k, \dots; t) &= \mathbf{0}, \quad \text{para } i = 1, \dots, 6. \end{aligned} \quad (28)$$

Donde $\ddot{\mathbf{q}}_i$ es el vector de aceleraciones generalizadas, \mathbf{M}_i es la matriz de masa del cuerpo i , $\mathbf{B}_{q_i} \in \mathbb{R}^{n_c \times 6n_b}$ es la matriz jacobiana de restricción asociada al conjunto de coordenadas absolutas \mathbf{q}_i , \mathbf{Q}_i^v es un vector que es cuadrático en las velocidades y comprende términos giroscópicos, \mathbf{Q}_i^{Aero} , \mathbf{Q}_i^g y \mathbf{Q}_i^E están definidos en la en la Sección 4.2., Φ_i para $i = 1, \dots, 6$ está definido en la Sección 4.1., y λ es el vector de multiplicadores de Lagrange.

Finalmente, las ecuaciones de movimiento para el sistema total se obtienen ensamblando las ecuaciones de movimiento para cada cuerpo i ,

$$\begin{aligned} \mathbf{M}\ddot{\mathbf{q}} + \lambda^T \mathbf{B}_q &= \mathbf{Q}^v + (\mathbf{Q}^{Aero})^T + (\mathbf{Q}^g)^T + (\mathbf{Q}^E)^T, \\ \Phi(\mathbf{q}; t) &= \mathbf{0}, \end{aligned} \tag{29}$$

donde \mathbf{M} es la matriz de masa del sistema, \mathbf{B}_q es la matriz jacobiana asociada a las ecuaciones de vínculo, y λ es el vector de multiplicadores de Lagrange, es decir $\lambda = \{\lambda_1^T, \dots, \lambda_6^T\}^T$.

El sistema de ecuaciones expuestas en (29) son diferenciales algebraicas de índice 3, ya que las ecuaciones de movimiento son ecuaciones diferenciales ordinarias en el tiempo y las ecuaciones de vínculo son ecuaciones algebraicas (en general altamente no lineales). La resolución de esas ecuaciones gobernantes (29) por medio de un esquema de integración para ecuaciones diferenciales ordinarias, requiere reducir el índice de las DAEs.

La metodología adoptada en este trabajo para resolver el sistema presentado en la ecuación (29) consiste en derivar el vector de restricciones dos veces respecto del tiempo. Esta nueva ecuación impone “restricciones a nivel de la aceleración”, y tiene la siguiente forma,

$$\ddot{\Phi}(\mathbf{q}, \dot{\mathbf{q}}, \ddot{\mathbf{q}}; t) = \mathbf{B}_q \ddot{\mathbf{q}} + \frac{\partial}{\partial \mathbf{q}} (\mathbf{B}_q \dot{\mathbf{q}}) \dot{\mathbf{q}} + 2 \frac{\partial}{\partial \mathbf{q}} \left(\frac{\partial}{\partial t} \Phi(\mathbf{q}; t) \right) \dot{\mathbf{q}} + \frac{\partial^2}{\partial t^2} \Phi(\mathbf{q}; t) = \mathbf{0}. \tag{30}$$

Si las restricciones no dependen explícitamente del tiempo (el sistema de control que comanda el ángulo de guiñada de la góndola y el ángulo de *pitch* de la pala no es tenido en cuenta), las ecuación (30) se reduce a,

$$\ddot{\Phi}(\mathbf{q}, \dot{\mathbf{q}}, \ddot{\mathbf{q}}; t) = \mathbf{B}_q \ddot{\mathbf{q}} + \frac{\partial}{\partial \mathbf{q}} (\mathbf{B}_q \dot{\mathbf{q}}) \dot{\mathbf{q}} = \mathbf{0}. \tag{31}$$

Las ecuaciones de movimiento (29) en conjunto con las ecuaciones de restricción a nivel de la aceleración (30) forman un conjunto de ecuaciones algebraicas diferenciales de índice 1 con invariantes. Estas son:

$$\begin{aligned} \mathbf{M}\ddot{\mathbf{q}} + \lambda^T \mathbf{B}_q &= \mathbf{Q}^v + (\mathbf{Q}^{Aero})^T + (\mathbf{Q}^g)^T + (\mathbf{Q}^E)^T, \\ \ddot{\Phi}(\mathbf{q}, \dot{\mathbf{q}}, \ddot{\mathbf{q}}; t) &= \mathbf{0}, \end{aligned} \tag{32}$$

la cual se puede reordenar de la siguiente manera:

$$\left[\begin{array}{c|c} \mathbf{M} & \mathbf{B}_q^T \\ \hline \mathbf{B}_q & \mathbf{0}_{35} \end{array} \right] \begin{Bmatrix} \ddot{\mathbf{q}} \\ \lambda \end{Bmatrix} = \left\{ \begin{array}{l} \mathbf{Q}^v + (\mathbf{Q}^{Aero})^T + (\mathbf{Q}^g)^T + (\mathbf{Q}^E)^T \\ -\frac{\partial}{\partial \mathbf{q}} (\mathbf{B}_q \dot{\mathbf{q}}) \dot{\mathbf{q}} - 2 \frac{\partial}{\partial \mathbf{q}} \left(\frac{\partial}{\partial t} \Phi(\mathbf{q}; t) \right) \dot{\mathbf{q}} - \frac{\partial^2}{\partial t^2} \Phi(\mathbf{q}; t) \end{array} \right\}, \tag{33}$$

donde $\mathbf{0}_{35}$ es la matriz nula de dimensión 35x35.

5 MODELO DEL ACCIONAMIENTO ELECTRICO

5.1. Modelo de la MSIP en un sistema de referencia dq

El estudio del comportamiento de la MSIP se realiza a partir del modelo electrodinámico simplificado mediante la aplicación de las transformadas desarrolladas por Clarke y R. H. Park (Clarke, 1943; Park, 1929). De esta manera es posible obtener la proyección de las variables eléctricas, tales como tensión, corriente o flujo del estator de un marco de referencia abc , a un marco de referencia que gira solidario al rotor a la velocidad de sincronismo, denominado marco de referencia dq (eje directo y eje en cuadratura). El análisis en dicho marco dq simplifica notablemente el desarrollo analítico y las ecuaciones debido a que permite independizarse del ángulo de posición entre el rotor y los ejes de las fases. En la figura 7 se observa la representación de las coordenadas correspondientes a ambos marcos de referencia de la MSIP. El ángulo θ_E está definido como el ángulo entre el eje directo y el centro del bobinado de la fase “a”, en la dirección de rotación.

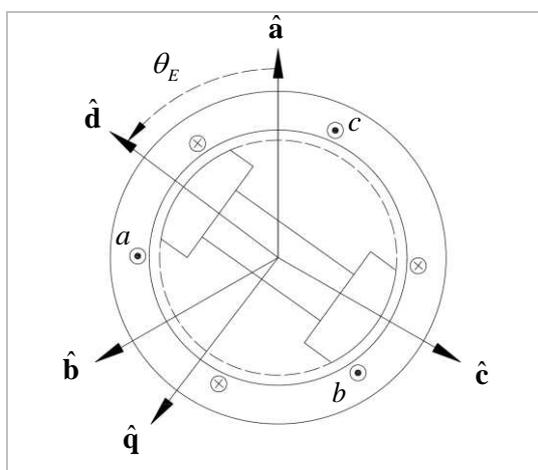


Figura 7: Coordenadas de la MSIP.

De esta manera, es posible realizar el cambio del marco de referencia de los valores asociados a las fases, mediante la aplicación de la siguiente transformación de variables,

$$\mathbf{f}_{(dq)} = k \begin{bmatrix} \cos \theta_E & \cos\left(\theta_E - \frac{2}{3}\pi\right) & \cos\left(\theta_E + \frac{2}{3}\pi\right) \\ -\sin \theta_E & -\sin\left(\theta_E - \frac{2}{3}\pi\right) & -\sin\left(\theta_E + \frac{2}{3}\pi\right) \end{bmatrix} \mathbf{f}_{(abc)} \quad (34)$$

Donde k es una constante arbitraria de modo de simplificar los desarrollos numéricos en las ecuaciones, generalmente su valor es igual a $2/3$, siendo $\mathbf{f}_{(dq)}$ el conjunto de variables eléctricas en dq y $\mathbf{f}_{(abc)}$ el conjunto de variables eléctricas en abc . Cabe aclarar que en dicha transformación se obtiene un nuevo eje estacionario, llamado eje 0 (cero), el cual se encuentra desacoplado magnéticamente de los otros dos ejes y su existencia permite que la transformación sea bidireccional. En este caso las componentes de secuencia cero se consideran nulas y por tal motivo se han eliminado de la transformación.

Finalmente, el modelo dinámico de la máquina síncrona de imanes permanentes en el marco de referencia dq , puede ser descripto mediante una buena aproximación, de la siguiente manera;

$$d_t i_d = -\frac{R_a}{L_d} i_d + \omega_E \frac{L_q}{L_d} i_q + \frac{1}{L_d} v_d, \quad (35)$$

$$d_t i_q = -\frac{R_a}{L_q} i_q - \omega_E \left(\frac{L_d}{L_q} i_d + \frac{1}{L_q} \lambda_0 \right) + \frac{1}{L_q} v_q, \quad (36)$$

Donde i_d , i_q , v_d y v_q son las corrientes y tensiones en el estator representadas en el eje d y q , respectivamente. R_a es la resistencia del devanado de estator, L_d y L_q son las inductancias en el eje d y q de la MSIP, respectivamente, λ_0 es el flujo de acoplamiento generado por los imanes, y p el número de pares de polos. ,

La velocidad angular eléctrica del rotor ω_E se puede expresar como,

$$\omega_E = {}^N \boldsymbol{\omega}^{\mathbf{B}^+} \cdot \hat{\mathbf{b}}_1^4. \quad (37)$$

Siendo las componentes del flujo en dq definidas como:

$$\begin{aligned} \varphi_d &= L_s i_d + \lambda_0, \quad y \\ \varphi_q &= L_s i_q. \end{aligned} \quad (38)$$

El par electromagnético de la MSIP puede ser calculado de la forma;

$$\mathbf{T}_E = \frac{3}{2} p \left((L_d - L_q) i_d i_q + i_q \lambda_0 \right). \quad (39)$$

Particularmente, si el rotor es de polos salientes las inductancias en ambos ejes son diferentes y el par posee dos componentes como se puede ver en la ecuación anterior. En el rotor cilíndrico (rotor liso o sin saliencia) es posible definir una única inductancia de modo tal que $L_d = L_q = L_s$.

5.2 Control del accionamiento eléctrico y monitoreo de condición

Como se mencionó anteriormente, el uso de la energía eólica en los últimos años ha incrementado considerablemente, en consecuencia, dicho incremento trae asociado un mayor interés en el desarrollo de estrategias de monitoreo de condición, como así también en las estrategias de control para estos equipos (Ackermann, 2005; Bin Lu *et al.*, 2009; Lau *et al.*, 2012; García Márquez *et al.*, 2012).

5.2.1 Control del accionamiento eléctrico

El control de los generadores electro-eólicos, tiene como objetivo principal lograr la máxima captación de energía proveniente de la fuente primaria, por lo cual es muy importante lograr un funcionamiento ininterrumpido del sistema de generación. Es por ello que el control del generador propiamente dicho y la electrónica de potencia también presentan un papel muy importante para garantizar la calidad de energía del sistema.

Los nuevos códigos de red eléctrica exigen que durante una falla, los generadores permanezcan conectados entregando potencia reactiva para aportar a la restitución de las condiciones normales de dicha red. Esta continuidad en el funcionamiento del generador ante las caídas de tensión de red es denominado en la literatura como *Low Voltage Ride Through*, (LVRT). Diferentes estrategias que permiten LVRT son presentadas en (Noorcheshma *et al.*, 2015; Yamamoto and Motoyoshi, 1991; Pena *et al.*, 1996; Morren and De Haan, 2005; Xiangping *et al.*, 2014; Dawei *et al.*, 2006).

Dentro de los efectos producidos por una caída de tensión de red asimétrica y su permanencia luego de haberse extinguido los efectos transitorios en la máquina (Polinder *et al.*, 2006; Abad *et al.*, 2011), podemos citar: desbalance en las corrientes de estator y rotor, causando calentamiento desigual en las bobinas de la máquina; Oscilación en el par del generador lo cual ocasiona excesivos esfuerzos mecánicos; oscilaciones en la potencia activa y reactiva; oscilaciones en la tensión de DC-Link (*Direct Current Link*) provocando una reducción de la vida útil en los capacitores. Si bien se

han propuesto estrategias de control que minimizan dichos efectos (Polinder *et al.*, 2006; Shuai *et al.*, 2013; Muljadi *et al.*, 1999), logrando controlar de manera eficiente los sistemas de generación cuando las tensiones de Red son ideales, es necesario ampliar el campo de estudio a estrategias de control que permitan su adecuado funcionamiento durante la ocurrencia de fallas en las tensiones de red, ya sean transitorias como sostenidas en el tiempo. Asimismo, es de gran interés estudiar y proponer estrategias de control que contemplen el funcionamiento del generador durante los procesos de conexión y desconexión a la red pasando de funcionar en modo de co-generación al modo autónomo (Jiabing *et al.*, 2007). De esta manera es posible proteger no solo la integridad del mismo sino además garantizar la calidad de energía generada antes, durante y después de producido cada evento.

Existen diferentes topologías de convertidores electrónicos de potencia que pueden ser utilizados en generadores eólicos con MSIP, particularmente se estudiará la topología “back-to-back”, debido a que es la mayormente estudiada y resulta una solución comercial de bajo costo frente a otras topologías. Además dicho convertidor bidireccional posee la ventaja de desacoplar el generador de la Red, dentro de determinados límites, gracias a su etapa de tensión continua (DC-Link). Esto permite a su vez realizar controles independientes de los dos inversores que lo componen, debido a que el convertidor consta de un inversor de fuente de tensión (*voltage source inverter* -VSI) conectado del lado del rotor (*Rotor Side Converter*, RSC), y un VSI conectado del lado de la Red (*Grid Side Converter*, GSC). Concretamente el inversor asociado a la Red permite controlar el balance de flujo de potencia activa entre el generador y la Red, o bien entregar potencia reactiva adicional a la Red (Serra *et al.*, 2013), manteniendo constante la tensión de la etapa de continua. Mientras tanto el inversor asociado al generador controla la velocidad de giro y el flujo magnético del mismo, o también se puede maximizar el flujo de potencia en la MSIP, (Catuogno *et al.*, 2014). En la figura 8, dentro de la configuración básica del accionamiento eléctrico, se puede observar el convertidor de potencia mencionado con su topología.

5.2.2 Monitoreo de condición del accionamiento eléctrico

El principal objetivo de las estrategias de monitoreo de condición es evitar pérdidas importantes, no solo aquellas asociadas a la rotura del generador u otros elementos de la turbina, sino también aquellas asociadas al costo de la energía no generada mientras se repara el equipo (Wenxian *et al.*, 2010; Bellini *et al.*, 2008).

Dentro de las estrategias de monitoreo de condición podemos citar aquellas que abarcan la detección y el diagnóstico de fallas incipientes originadas en el sistema de generación, tomando mayor importancia las estrategias que además se pueden implementar de manera remota y automática. Estas últimas cobran gran importancia en la generación electro-eólica, debido a que en la mayoría de los casos el generador se instala en lugares remotos de difícil acceso por parte de técnicos y/o especialistas para su mantenimiento (Djurovic *et al.*, 2012; Zaggout *et al.*, 2014).

Las fallas en la turbina pueden originarse en el impulsor, incluyendo desbalances en las palas, oscilaciones de par y problemas de flujo entre otras perturbaciones externas, y aquellas asociadas con problemas en la transmisión o el acoplamiento tales como desalineación de ejes o fallas en la caja multiplicadora (Zijun Zhang *et al.*, 2012; Xiang *et al.*, 2012). Por otra parte, las fallas en el generador si bien dependen del tipo de máquina eléctrica empleada (máquina de inducción (MI), o máquina síncrona de imanes permanentes, (MSIP), pueden ser eléctricas, mecánicas o una combinación de ambas. Entre las fallas internas del generador se pueden citar fallas en los bobinados, fallas en los rodamientos y problemas en el rotor (Djurovic *et al.*, 2012).

Entre las diferentes topologías de sistemas de generación existentes, particularmente nos centraremos en aquellas de velocidad variable, debido a que se son más eficientes al permitir adaptar la velocidad de rotación del generador a las diferentes condiciones de operación de los mecanismos de captación utilizados para aprovechar la fuente de energía renovable. Esto posibilita la disminución de esfuerzos internos del sistema de generación y a la vez permite implementar

estrategias de seguimiento de trayectorias de máximo rendimiento, entre otras ventajas (Ackermann, 2005; Cabanas Manés Fernández and García Melero, 1998).

Sin embargo, el principal problema para el monitoreo de condición de los generadores es su funcionamiento a velocidad y carga variable, lo que hace necesario modificar las estrategias de diagnóstico convencionales para tener en cuenta estas condiciones (Leidhold *et al.*, 2002; Muller *et al.*, 2002).

Recientemente, a partir del fuerte impulso en el desarrollo de aleaciones de materiales magnéticos para la construcción de imanes permanentes, las MSIP están siendo usadas en turbinas eólicas debido a su alta densidad de potencia y elevado rendimiento (Villa *et al.*, 2011). Esto permite construir generadores con un elevado número de polos lo que posibilita el acoplamiento directo entre las palas y el generador, evitando el uso de las cajas multiplicadoras (Bossio *et al.*, 2014), proporcionando así mayor confiabilidad del sistema al eliminar un componente propenso a fallas (Semken *et al.*, 2012).

En la figura 8 se observa la configuración básica del accionamiento eléctrico y su conexión a la Red, siendo este último compuesto por la propia máquina síncrona de imanes permanentes y un convertidor de potencia, particularmente un convertidor configuración paralelo (*back-to-back*). Además es posible observar la interconexión del accionamiento al sistema, Red eléctrica inteligente (*Smart Grid*), mediante un transformador de acoplamiento.

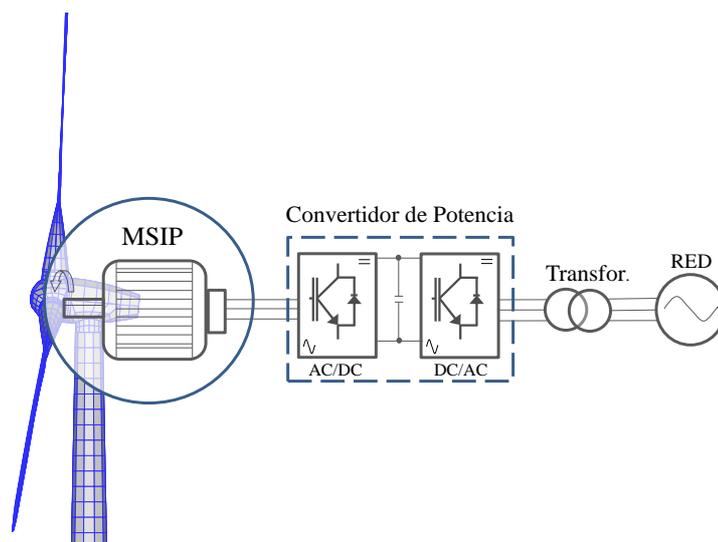


Figura 8: Configuración básica del accionamiento eléctrico y su conexión a la Red.

Las fallas que se originan en las MSIP, se pueden clasificar como: fallas de estátor, fallas de rotor y en los rodamientos. En lo que respecta a las fallas de estátor, éstas se originan por cortocircuito entre espiras del devanado (Kim *et al.*, 2005; Milanés *et al.*, 2012), como así también fallas en el hierro del estátor. Para el caso de fallas en el rotor, las mismas son comúnmente debidas a excentricidad (Romeral *et al.*, 2011) o desmagnetización del rotor (Urresty *et al.*, 2013a; Hong *et al.*, 2012; Urresty *et al.*, 2012; Urresty *et al.*, 2013b). La desmagnetización de los imanes produce una reducción de la FEM inducida en los bobinados del estátor. En el caso de solicitar a la MSIP la misma potencia de salida, las corrientes en los devanados del estator se incrementan (Urresty *et al.*, 2012). Este incremento en las corrientes por encima de su valor nominal produce una elevación de temperatura en los bobinados y por ende en la máquina, la cual puede contribuir a la desmagnetización de los imanes aumentando la severidad de la falla. Existen diversas propuestas para la detección de fallas en la MSIP. En (Ruschetti *et al.*, 2013) se propone una estrategia para la detección y separación de problemas en el rotor de las MSIP tales como excentricidad y oscilaciones en el par de carga. En (Urresty *et al.*, 2013a) se estudian las frecuencias armónicas inducidas en la FEM por fallas de desmagnetización y se propone un método para su detección basado en la componente de secuencia cero de la tensión.

En las turbinas eólicas, el análisis de vibraciones se utiliza generalmente para el seguimiento de la condición de la caja de engranajes (si la hubiere), los rodamientos y las palas, mientras que el análisis del espectro de las corrientes se utiliza para detectar fallas en el propio generador (Bossio *et al.*, 2013). Por estas razones, los sistemas de monitoreo de condición en turbinas eólicas por lo general incluyen sensores de vibración tales como acelerómetros colocados en varios puntos de la turbina. Además, los sensores de tensión y corriente se incluyen tanto para la protección como para fines de control.

En ambos casos es necesario identificar la frecuencia de operación y calcular las frecuencias características de los componentes defectuosos, para obtener de esta manera una correcta identificación de las fallas presentes.

Un sistema representativo de detección y diagnóstico de fallas en máquinas eléctricas, el cual está compuesto por seis módulos fundamentales, se puede observar en la figura 9. Dos de ellos encargados de procesar la información contenida en los datos adquiridos mediante diferentes técnicas (bloque de adquisición de datos), un bloque que contiene el modelo de la MSIP, un bloque de comparación entre dicho modelo y la máquina a analizar, y finalmente un bloque encargado de la generación de características de las fallas.

Actualmente dentro de los métodos de detección de fallas *on line*, se encuentran aquellos de carácter invasivos y no invasivos (Ian Culbert, 2009). Particularmente se abordarán aquellos métodos de adquisición de datos no invasivos, es decir, que no afecten el funcionamiento ni las características de la máquina a analizar.

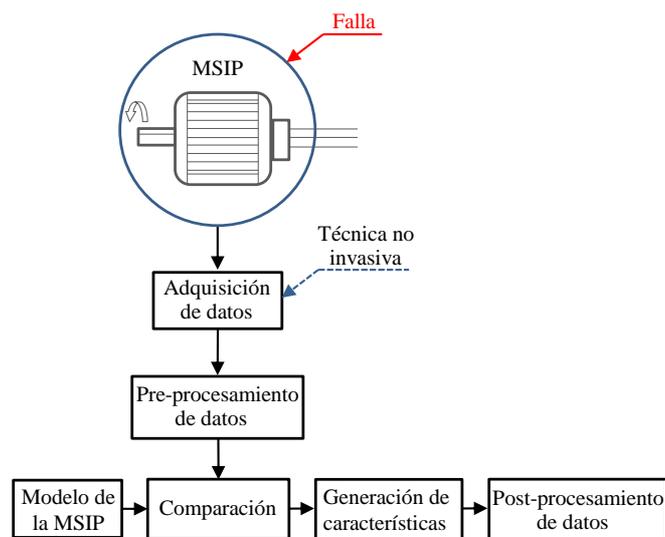


Figura 9: Representación del monitoreo de condición en una MSIP.

Para las estrategias de detección de fallas, las variaciones de velocidad y carga del sistema de generación y los ajustes realizados por los sistemas de control perturban las señales de detección propiamente dichas, lo cual dificulta su aplicación práctica. Es por ello que difícilmente se logre desarrollar una única técnica que permita identificar diferentes tipos de fallas, obligando de esta manera a integrar diferentes técnicas y metodologías con el objetivo de detectar el mayor espectro posible de fallas. El diagnóstico de fallas en sistemas de generación electro-eólica aún no posee soluciones definitivas, siendo un área muy activa de investigación.

6 IMPLEMENTACION COMPUTACIONAL

El sistema derivado en la ecuación (33) puede presentar inestabilidades como consecuencia de técnicas aproximadas y acumulación de errores de redondeo producidos durante el proceso de integración numérica, este hecho se ve reflejado en la violación de las ecuaciones de restricción: $\Phi(\mathbf{q};t) \neq \mathbf{0}$ y $\dot{\Phi}(\mathbf{q},\dot{\mathbf{q}};t) \neq \mathbf{0}$. Además, la desviación numérica crece linealmente a medida que

transcurre el tiempo. Este hecho sumado a los errores de truncamiento propios de los métodos numéricos empleados puede ocasionar, en el peor de los casos, un acumulamiento cuadrático (Ascher *et al.*, 1994; Ascher y Petzold, 1993). Así mismo, este fenómeno es independiente del método numérico elegido para integrar (33) y se origina en la ligera inestabilidad propia del sistema.

En la bibliografía existen varias técnicas de estabilización para corregir esta desviación numérica, entre las cuales, la más ampliamente utilizada por su simplicidad es la técnica es Baumgarte (Baumgarte, 1972; Blajer, 2002; Braun y Goldfarb, 2009; Blajer, 2011; Flores *et al.*, 2011).

Sin embargo, esa técnica puede tener problemas en la práctica y no existe un procedimiento general para determinar los parámetros involucrados en su utilización (Bauchau, 2011). Otra técnica utilizada actualmente para estabilizar (33) se basa en la proyección de la solución sobre la variedad de restricción (o parte de ella). Existen dos maneras básicas para realizar esta proyección, una de ellas consiste en redefinir la ODE mediante la adición de nuevos multiplicadores de Lagrange (proyección de invariantes), y la otra consiste en discretizar numéricamente la ODE y al final de cada paso de integración proyectar la solución aproximada sobre la variedad de restricción seleccionada (proyección de coordenadas) (Ascher *et al.*, 1995).

Por último, un aspecto importante relacionado a la implementación computacional de la plataforma de co-simulación está asociada, principalmente, al costo computacional que demanda el modelo aerodinámico adoptado. Si bien los tiempos de cómputo empleado por el UVLM es inferior a los modelos basados en Dinámica de los Fluidos Computacional (CFD), éstos crecen rápidamente con el tamaño de la estela y la densidad de la malla adherida. Específicamente el número de operaciones en la utilización de la ley de Biot-Savart es proporcional a $O(N^2)$, por lo cual se prevé la utilización de la técnica “fast multipole” con el objetivo de reducir la cantidad de operaciones de $O(N^2)$ a $O(N)$ y/o $O(N \log N)$ (Greengard and Rokhlin, 1987; 1988). Adicionalmente, una segunda opción destinada a la reducción de los tiempos de cómputo consiste en la paralelización explícita del UVLM por medio de una descomposición de dominio centrada en los datos de entrada e implementada sobre un modelo de arquitectura de memoria compartida (OpenMP) (Yang *et al.*, 2011).

6.1. Esquema de integración

En este trabajo se utiliza un enfoque que trata la estructura de la turbina (llamado Simulador 1), a la corriente de aire (llamado Simulador 2) y el sistema eléctrico con su control (llamado Simulador 3) como elementos de un único sistema dinámico. Estos tres subsistemas intercambian información bidireccionalmente dentro de un esquema iterativo con el objetivo de mejorar la estimación de la respuesta de la estructura, las cargas aerodinámicas, y las variables eléctricas del generador. El esquema de integración adoptado para el Simulador 2 es bien conocido y los detalles de implementación se pueden encontrar en Preidikman (1998). Por otro lado, el Simulador 1 utiliza el método predictor-corrector de cuarto orden desarrollado por Hamming para resolver las ecuaciones de movimiento de la LHAWT (Preidikman, 1998; Carnahan *et al.*, 1969). Finalmente, el Simulador 3 utiliza un esquema predictor-corrector Runge-Kutta de segundo orden. El esquema asociado al Simulador 1 fue elegido por dos razones: *i*) el Simulador 2 funciona mejor cuando las cargas sólo se evalúan en pasos enteros de tiempo; y *ii*) las cargas aerodinámicas contienen contribuciones que son proporcionales a la aceleración, dando lugar al *efecto de masa agregada*. Estas contribuciones provienen del término $\partial_t \varphi$, donde $\varphi(\mathbf{r}; t)$ es el potencial de velocidad en la ecuación no estacionaria de Bernoulli.

El esquema utilizado para integrar el sistema de ecuaciones diferenciales de segundo orden que componen el Simulador 1 se puede sintetizar de la siguiente manera:

- En t_0 (es decir, $t = 0$), se conoce el conjunto de condiciones iniciales para iniciar el proceso.
- En t_1 (es decir, $t = \Delta t$) se predice la solución mediante el Método de Euler y se la corrige mediante el Método de Euler Modificado.

- En t_2 (es decir, $t = 2\Delta t$) se predice la solución mediante el Método de Adams-Bashforth de dos pasos y se la corrige mediante el Método de Adams-Moulton de dos pasos.
- En t_3 (es decir, $t = 3\Delta t$) se predice la solución mediante el Método de Adams-Bashforth de tres pasos y se la corrige mediante el Método de Adams-Moulton de tres pasos.
- Para t_4, t_5, t_6, \dots (es decir, $t = 4\Delta t, 5\Delta t, 6\Delta t, \dots$) la solución es computada mediante el predictor-corrector de cuarto orden de Hamming.

Se debe remarcar que los multiplicadores de Lagrange son obtenidos en cada paso de tiempo como parte de la solución.

6.2. Estrategia de Co-simulación

Durante un paso de tiempo Δt : *i*) las estelas se convectan a sus nuevas posiciones cumpliendo con el requerimiento que establece que la vorticidad se transporta conjuntamente con las partículas de fluido; *ii*) la estructura se desplaza y deforma a su nueva posición de manera coherente con las ecuaciones gobernantes; y *iii*) se determinan las corrientes del generador en dq y el torque eléctrico resistente \mathbf{T}_E . Si se conoce la solución para los tiempos $t, t - \Delta t, t - 2\Delta t$ y $t - 3\Delta t$, el concepto propuesto anteriormente para computar la solución en el tiempo $t + \Delta t$ se puede implementar siguiendo la secuencia de pasos que se indica a continuación:

1. Se utiliza el Simulador 2 para convectar las estelas a sus nuevas posiciones. Una partícula de fluido perteneciente a una estela se transporta desde su posición inicial $\mathbf{r}(t)$ hasta su nueva posición $\mathbf{r}(t + \Delta t)$ por medio del esquema (10). Durante el resto del procedimiento las estelas se consideran quietas.
2. Se utiliza el Simulador 3 para computar el torque resistente de origen eléctrico, \mathbf{T}_E .
3. El Simulador 1 utiliza las cargas computadas por el Simulador 2 y el torque eléctrico calculado por el Simulador 3 para predecir la respuesta dinámica de la estructura de la turbina eólica.
4. El estado actual de la LHAWT es usado como entrada del: *i*) Simulador 2 con el objetivo de recalculer la cargas aerodinámicas, pero como se dijo anteriormente, las estelas permanecen congeladas; y *ii*) Simulador 3 para actualizar el valor del torque resistente \mathbf{T}_E . Luego, las cargas de origen aerodinámicas y el torque de origen eléctrico son usadas como entradas del Simulador 1, y el estado de la LHAWT es actualizado. Este paso es repetido hasta convergencia; normalmente el corrector dentro del Simulador 1 requiere de siete a diez pasos para alcanzar convergencia.
5. Finalmente, el estado de la turbina eólica es utilizado por: *i*) el Simulador 2 para recalculer el campo de fluido y obtener la estimación final de las cargas aerodinámicas; y *ii*) el Simulador 3 para recomputar las variables eléctricas del generador y obtener el valor final del torque resistente \mathbf{T}_E .

El procedimiento detallado previamente necesita información de cuatro pasos de tiempo anteriores, pero en el comienzo esta información no se encuentra disponible, por lo tanto se utiliza un esquema especial de arranque: en $t = 0$ se utilizan las condiciones iniciales para computar las cargas aerodinámicas despreciando la contribución del término $\partial_t \varphi$, y la estimación inicial del torque eléctrico. De hecho, en el instante inicial, $t = 0$, no es importante capturar la contribución proveniente de $\partial_t \varphi$ porque la respuesta de la estructura está siendo determinada a una perturbación inicial arbitraria.

Aunque los simuladores 1, 2 y 3 son implementaciones computacionales de campos físicos modelados independientemente tales como la aerodinámica, estructura y máquina eléctrica, el acoplamiento entre ellos es fuerte debido al intercambio bidireccional de información, y el paso de

tiempo elegido (el cual avanza la solución en el tiempo) es único para todos los simuladores. En la Figura 10 se presenta un diagrama detallado de la plataforma de co-simulación propuesta para estudiar el comportamiento electro-aero-mecánico de LHAWTs.

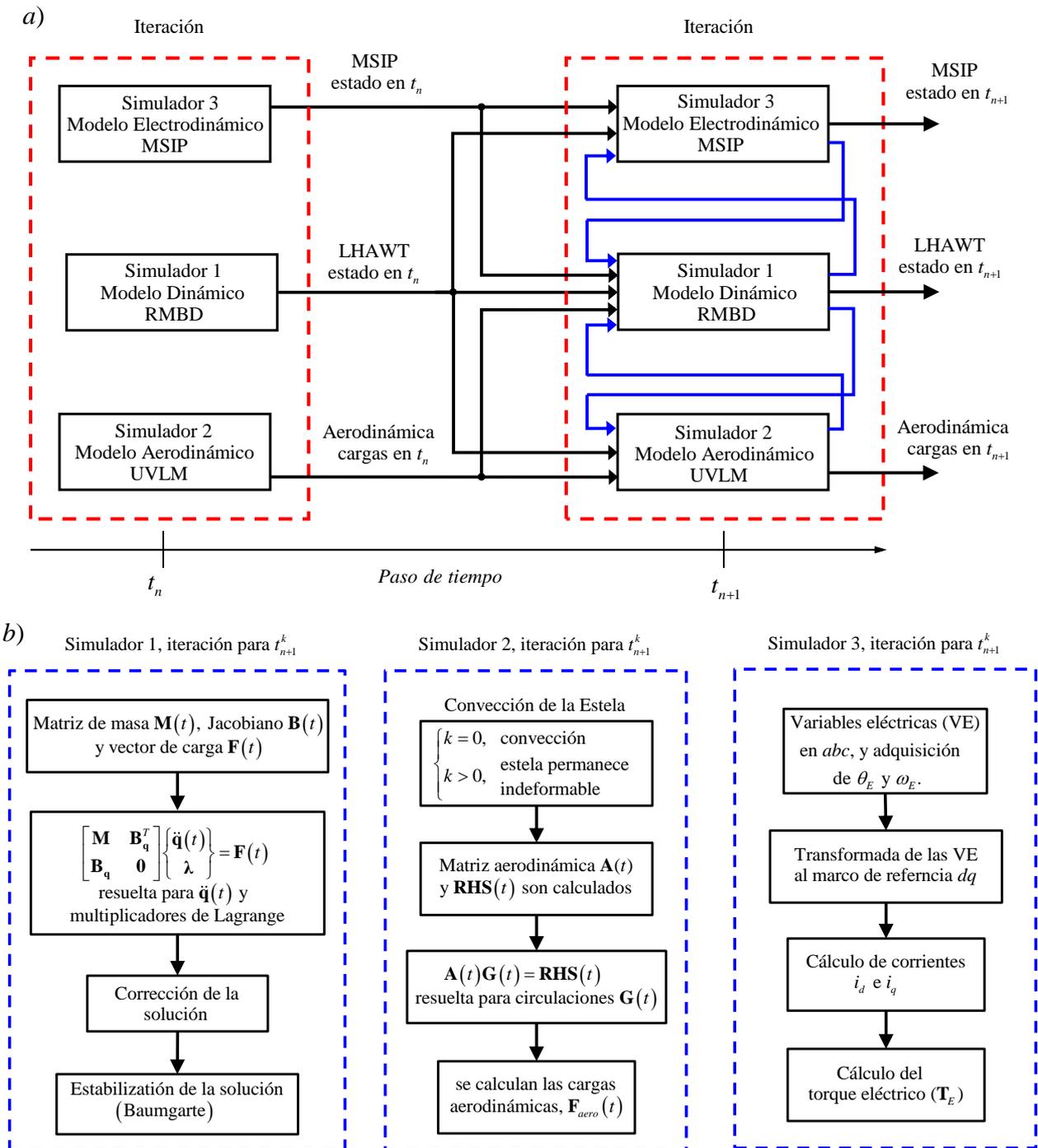


Figura 10: Plataforma de co-simulación; (a) acoplamiento entre los simuladores 1,2 y 3; (b) diagrama de flujo de los simuladores 1, 2 y 3.

6.3. Esquema de estabilización

El simulador 1 implementa la técnica de Baumgarte para controlar y/o eliminar la desviación numérica durante la integración numérica del sistema de ecuaciones diferenciales algebraicas de índice 1 que gobiernan la dinámica de la turbina eólica.

6.3.1. Técnica de Baumgarte

Esta técnica puede ser considerada como una extensión de la teoría de control para estudiar la dinámica de sistemas mecánicos sujeto a restricciones (Blajer, 2011). Básicamente, este método consiste en remplazar la ecuación de restricción a nivel de la aceleración $\ddot{\Phi} = \mathbf{0}$ por una versión estabilizada cuya forma es similar a un controlador proporcional derivativo PD utilizado ampliamente en control, esto es:

$$\ddot{\Phi} + 2\alpha \dot{\Phi} + \beta^2 \Phi = \mathbf{0}, \quad (40)$$

donde α y β son constantes positivas.

Remplazando la ecuación (40) en la ecuación (33) se obtiene la versión estabilizada para el sistema de ODEs,

$$\left[\begin{array}{c|c} \mathbf{M} & \mathbf{B}_q^T \\ \hline \mathbf{B}_q & \mathbf{0}_{35} \end{array} \right] \left\{ \begin{array}{c} \ddot{\mathbf{q}} \\ - \\ \lambda \end{array} \right\} = \left\{ \begin{array}{c} \mathbf{Q}^v + (\mathbf{Q}^{Aero})^T + (\mathbf{Q}^s)^T + (\mathbf{Q}^E)^T \\ \kappa - 2\alpha (\mathbf{B}_q \dot{\mathbf{q}} + \partial_t \Phi(\mathbf{q};t)) - \beta^2 \Phi(\mathbf{q};t) \end{array} \right\}, \quad (41)$$

donde,

$$\kappa = -\partial_q (\mathbf{B}_q \dot{\mathbf{q}}) \dot{\mathbf{q}} - 2\partial_q (\partial_t \Phi(\mathbf{q};t)) \dot{\mathbf{q}} - \partial_{tt} \Phi(\mathbf{q};t). \quad (42)$$

Luego, la ecuación (41) es resuelta por medio del esquema numérico presentado en la Subsección 6.1. Esta técnica tiene problemas cuando se aplica a sistemas relativamente complejos. Una alternativa para mejorar la estabilización de las ecuaciones de restricción consiste en incrementar los valores de las ganancias α y β , sin embargo esta estrategia está limitada por un valor máximo crítico para las constantes α y β a partir del cual la solución numérica se desestabiliza abruptamente.

A pesar de que no existe un procedimiento sistemático para seleccionar los valores α y β , en la literatura hay numerosos trabajos que tratan este asunto (Kim *et al.*, 1990; Yoon *et al.*, 1995; Flores *et al.*, 2011). Generalmente, la elección de las ganancias α y β depende del paso de tiempo Δt usado en el proceso de integración numérica. La experiencia ha mostrado que un rango entre 2 y 20 para α y β produce buenos resultados para la mayoría de los problemas prácticos en ingeniería, siendo $\alpha = \beta$ la elección óptima correspondiente al caso de amortiguamiento crítico.

Gebhardt y Roccia (2014) utilizaron exitosamente ésta técnica para estabilizar la solución durante la integración numérica de las ecuaciones de movimiento que gobiernan el comportamiento aeroelástico de una turbina eólica.

6.3.2. Condiciones iniciales

Otro aspecto importante para controlar o eliminar por completo las violaciones de las restricciones es comenzar el proceso de integración con un conjunto de condiciones iniciales en las coordenadas y las velocidades que satisfagan las ecuaciones de restricción correspondientes.

El método de partición de coordenadas es un procedimiento estándar en el estudio de sistemas multicuerpo para obtener un conjunto de condiciones iniciales aceptables con el cual comenzar el proceso de integración (Shabana, 2005). Típicamente, este método consiste en tratar las ecuaciones de restricción a nivel de la posición (o velocidad) como un sistema de ecuaciones cinemáticas, y asignar valores conocidos a cierto conjunto de coordenadas (o velocidades), y resolver para el resto de las coordenadas (o velocidades). Sin embargo, esta metodología puede llevar a resultados que están lejos de la configuración real del sistema. Esto sucede frecuentemente en problemas tridimensionales, particularmente cuando se deben determinar las coordenadas angulares utilizadas para parametrizar las rotaciones.

Como se mencionó anteriormente, el procedimiento utilizado en este trabajo se basa en una partición del vector de coordenadas y velocidad generalizadas en conjuntos dependientes e independientes, esto es:

$$\mathbf{q} = \left\{ \mathbf{q}_{(ind)}, \mathbf{q}_{(dep)} \right\}, \quad y \quad \dot{\mathbf{q}} = \left\{ \dot{\mathbf{q}}_{(ind)}, \dot{\mathbf{q}}_{(dep)} \right\}, \quad (43)$$

donde (*ind*) denota las coordenadas independientes, (*dep*) denota las coordenadas dependientes. Para un sistema con n_{dof} grados de libertad, los vectores $\mathbf{q}_{(ind)}$ y $\dot{\mathbf{q}}_{(ind)}$ tienen una dimensión de $n_{dof} \times 1$ cada uno.

Es importante mencionar que este método no tiene en cuenta ninguna corrección en los valores estimados de las variables independientes. Por lo tanto, las restricciones cinemáticas a nivel de la posición y velocidad son expresadas como:

$$\Phi(\mathbf{q}_{(ind)}, \mathbf{q}_{(dep)}; t) = \mathbf{0}, \quad (44)$$

$$\begin{bmatrix} \mathbf{B}_q^{(dep)} & \mathbf{B}_q^{(ind)} \\ \mathbf{0} & \mathbf{I}_{(ind)} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \dot{\mathbf{q}}_{(dep)} \\ \dot{\mathbf{q}}_{(ind)} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} -\partial_t \Phi(\mathbf{q}_{(ind)}, \mathbf{q}_{(dep)}; t) \\ \dot{\mathbf{q}}_{(ind)} \end{Bmatrix}, \quad (45)$$

donde $\mathbf{B}_q^{(dep)}$ es una porción de la matriz jacobiana de restricción de dimensión $n_c \times n_c$, la cual es no singular, $\mathbf{B}_q^{(ind)}$ es la porción restante de la matriz jacobiana de restricción de dimensión $n_c \times (6n_b - n_c)$, y $\mathbf{I}_{(ind)}$ representa una matriz identidad de $n_{dof} \times n_{dof}$.

Las Ecs. (44) se resuelve iterativamente por el método de Newton-Raphson y las Ecs. (45) se resuelven como un conjunto de ecuaciones algebraicas lineales. Este tipo de corrección de coordenadas a nivel de la posición y de la velocidad se puede encontrar en una gran variedad de formas en la literatura (Ascher y Petzold, 1997; Hairer y Wanner, 2002; Hairer *et al.*, 2002).

7 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En este trabajo se presentaron los aspectos teóricos relacionados al modelado y diseño de una plataforma numérica de co-simulación destinada al análisis integral de grandes turbinas eólicas de eje horizontal.

La contribución de este trabajo se puede resumir de la siguiente manera:

- Se implementó una versión modificada del método de red de vórtices no lineal e inestacionario especialmente adaptado para trabajar con turbinas eólicas.
- Se formuló un modelo dinámico multicuerpo rígido para LHAWTs. Las ecuaciones gobernantes se obtuvieron por medio de un enfoque energético basado en las ecuaciones de Lagrange para sistemas con restricciones. Si bien el modelo estructural es completamente rígido, la metodología propuesta permite extender el mismo fácilmente incorporando el efecto de flexibilidad de las palas y la torre.
- Se implementó el modelo del accionamiento eléctrico, conformado por el propio modelo de la MSIP y el convertidor de potencia bidireccional, a los efectos de poder efectuar técnicas de control y de monitoreo de condición.
- Se desarrolló un procedimiento que permite transferir información entre los tres campos físicos modelados (aerodinámica, estructura y maquina eléctrica).
- Se desarrolló un algoritmo eficiente para integrar en forma numérica y simultánea todas las ecuaciones que gobiernan la dinámica de la turbina eólica.

Se puede concluir que la metodología propuesta permitirá realizar simulaciones numéricas del comportamiento electro-aero-servo-mecánico de grandes turbinas eólicas de eje horizontal. El marco

de co-simulación presentado posee características muy prometedoras que justifican más trabajos de investigación en esta dirección; más aún, el modelado multifísico propuesto constituye un buen punto de partida para mejorar la comprensión actual del comportamiento dinámico de HAWTs.

Actualmente se está trabajando en la implementación computacional de la metodología presentada en este trabajo.

Como trabajo futuro se pretende mejorar la propuesta actual por medio de: *i*) la combinación del UVLM con el método de partículas vorticosas para mejorar la descripción espacial de las estelas; *ii*) la modificación del modelo estructural incluyendo un modelo flexible para las palas y torre de la turbina; *iii*) el desarrollo de un modelo de control para comandar el ángulo de guiñada (*yaw error correction*) de la góndola y el ángulo de *pitch* de la pala; *vi*) la implementación de nuevas técnicas de detección de fallas originadas en el accionamiento, como así también procesos de control para lograr la máxima captación de energía proveniente de la fuente primaria.

REFERENCIAS

- Abad G., Lopez J., Rodriguez M., Marroyo L., and Iwanski G., "Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation," Wiley, Ed. IEEE PRESS, 2011.
- Ackermann, Thomas. Wind power in power systems. Wiley Online Library, 2005
- Ascher U. M., and Petzold L. R., "Stability of computational methods for constrained dynamics systems," *SIAM Journal on Scientific Computing*, 14(1): 95-120, 1993.
- Ascher U. M., and Petzold L. R., *Computer Methods for Ordinary Differential Equations and Differential-Algebraic Equations*, SIAM, Philadelphia, 1997.
- Ascher U. M., Chin H., and Reich S., "Stabilization of DAEs and invariant Manifolds," *Numer. Math.*, 67:131-149, 1994.
- Ascher U. M., Chin H., Petzold L. R., and Reich S., "Stabilization of constrained mechanical systems with DAEs and invariant manifolds," *Journal of Mech. Struct. Machines*, 23:135-158, 1995.
- Barahona, B., Henriksen, L. C., Hansen, A. D., Cutululis, N. A., and Sørensen, P., "Coupling of HAWC2 and Matlab: towards an integrated simulation platform," Risø DTU, Denmark, 1-5, 2010.
- Baruh H., *Analytical Dynamics*, McGraw Hill, 1999.
- Batchelor G. K., *An Introduction to Fluid Dynamics*, Cambridge University Press, Cambridge, UK, 1967.
- Bauchau O. A., *Flexible Multibody Dynamics*, Springer, New York, 2011.
- Baumgarte J., "Stabilization of constraints and integrals of motion in dynamical systems," *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 1:1-16, 1972.
- Bellini A., Filippetti, F., Tassoni, C., and Capolino, G. A., "Advances in Diagnostic Techniques for Induction Machines", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 55:4109-4126, 2008.
- Bin Lu, Yaoyu Li, Xin Wu and Yang Z., "A review of recent advances in wind turbine condition monitoring and fault diagnosis". *Power Electronics and Machines in Wind Applications*. PEMWA 2009. IEEE. 1-7, 2009.
- Blajer W., "Elimination of constraint violation and accuracy aspects in numerical simulation of multibody systems," *Multibody System Dynamics*, 7:265-284, 2002.
- Blajer W., "Methods for constraint violation suppression in the numerical simulation of constrained multibody systems – A comparative study," *Computational Methods Appl. Mechanics Engrg.*, 200:1568-1576, 2011.
- Bossanyi, E. A., *Bladed for windows - theory manual*. Reporte técnico, Garrard Hassan & Partners, Ltd., 1997.
- Bossio J. M., Ruschetti C., Verucchi C., De Angelo C. y Bossio G., "Una técnica para la Detección de Desmagnetización en Generadores Síncronos de Imanes Permanentes para Turbinas Eólicas", *Revista Energías Renovables y Medio Ambiente (ERMA)*, 32: 29-36, 2013.

- Bossio J. M., Bossio G. R., and De Angelo C. H., "A Fault Detection Technique for Variable-speed Wind Turbines using Vibrations and Electrical Measurements". *Revista Eletrônica de Potência*. 19(4):386-396, 2014.
- Braun D. J., and Goldfarb M., "Eliminating constraint drift in the numerical simulation of constrained dynamical systems," *Computational Methods Appl. Mechanics Engrg.*, 198:3151-3160, 2009.
- Cabanas Manés Fernández and García Melero M.. "Técnicas para el mantenimiento diagnóstico de máquinas eléctricas rotativas". *Marcombo*, 1998.
- Carnahan, B., Luther, H. A., and Wilkes, J. O., *Applied Numerical Methods*, John Wiley and Sons, New York, 1969.
- Catuogno G., Forchetti D., Leidhold R., Garcia G., "Power Flow Maximization in Permanent-Magnet Generators", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 61(12):6566-6573, 2014.
- Clarke E., *Circuit Analysis of A-C Power Systems, Vol. 1-Symmetrical and Related Components*, John Wiley and Sons, Inc., New York, N.Y., 1943.
- Cutululis, N. A., Hansen, A. D., Larsen, T. J., Sørensen, P., and Iov, F., "Wind turbines structural loads during fault ride-through operation," in *European Wind Energy Conference*, 2008.
- Dawei X., Ran L., Tavner P. J., and Yang S., "Control of a doubly fed induction generator in a wind turbine during grid fault ride-through". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 21(3):652-662, 2006.
- Dincer, F., "The analysis on wind energy electricity generation status, potential and policies in the world," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15:5135-5142, 2011.
- Djurovic, S., Crabtree C. J., Tavner P. J. and Smith A. C., "Condition monitoring of wind turbine induction generators with rotor electrical asymmetry". *Renewable Power Generation (IET)*, 6(4):207-216, 2012.
- Fadaeinedjad, R., Moallem, M., and Moschopoulos, G., "Simulation of a Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator by FAST and Simulink," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 23:690-700, 2008a.
- Fadaeinedjad, R., Moschopoulos, G., and Moallem, M., "Investigation of voltage sag impact on wind turbine tower vibrations," *Wind Energy*, 11(4):351-375, 2008b.
- Flores F. G., *SIMPACT, an explicit finite element program*. Departamento de Estructuras, U.N.C., 2011.
- Flores P., Machado M., and da Silva M. T., "A parametric study on the Baumgarte stabilization method for forward dynamics of constrained multibody systems," *Journal Comp. Nonlinear Dynamics*, 6:1-9, 2011.
- Gantasala, S., Luneno, J. C., Aidanpää, J-O., and Cervantes, M., "Aeroelastic simulations of wind turbine using 13 DOF rigid beam model," *International Symposium on Transport Phenomena and Dynamics of Rotating Machinery*, ISROMAC 2016, Honolulu, Hawaii, April 10-15, 2016.
- García Márquez, Fausto P., Andrew Mark Tobias, Pinar Pérez J. M. and Mayorkinos Papaelias. "Condition monitoring of wind turbines: Techniques and methods". *Renewable Energy*, 46(0):169-178, 2012.
- Gebhardt, C., and Rocca, B. A., "Non-linear aeroelasticity: an approach to compute the response of three-blade large-scale horizontal-axis wind turbines," *Renewable Energy*, 66:495-514, 2014.
- Gebhardt, C., Preidikman, S., and Massa, J., "Numerical simulations of the aerodynamic behavior of large horizontal-axis wind turbines," *International Journal of Hydrogen Energy*, 35(11):6005-6011, 2010.
- Gomez, C. N., Preidikman, S., López Mejía, O. D., y Rocca, B. A., "Implementation of a new numerical tool to simulate the wake rupture in large-scale horizontal-axis wind turbines," *Argencon IEEE 2016*, Buenos Aires, Argentina, 2016.
- Gong, X., and Qiao, W., "Simulation investigation of wind turbine imbalance faults," *International Conference on Power System Technology*, 2010.
- Greengard, L., and Rokhlin, V., "A Fast Algorithm for Particle Simulations," *Journal of Computational*

- Physics*, 73:325-348, 1987.
- Greengard, L., and Rokhlin, V., "On the Efficient Implementation of the Fast Multipole Algorithm," Department of Computer Science Research, Report 602, Yale University, 1988.
- Gro Harlem Brundtland. Our Common Future. Technical report, WCED, 1987. URL http://www.unece.org/oes/nutshell/2004-2005/focus_sustainable_development.html.
- Hairer E., and Wanner G., *Solving Ordinary Differential Equations II – Stiff and Differential-Algebraic Problems*, 2nd Ed., Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2002.
- Hairer E., Lubich C., and Wanner G., *Geometric Numerical Integration – Structure-Preserving Algorithms for Ordinary Differential Equations*, 2nd Ed., Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2002.
- Halyani, M. Y., Firdaus, H. M. S., Azizi, M. S., Tajul, A., and Farhana, R. F., "Modeling and simulation of wind turbine for partial load operation," *Journal of Engineering and Applied Sciences*, 11(8):4934-4941, 2016.
- Hansen, A. D., Cutululis, N. A., and Iov, F., "Grid faults' impact on wind turbine structural loads," in Nordic Wind Power Conference, 2007.
- Hansen, A. D., Cutululis, N. A., Markou, H., and Sørensen, P. E., "Impact of fault ride-through requirements on fixed-speed wind turbine structural loads," *Wind Energy*, 14(1):1-11, 2011.
- Heard W. B., *Rigid Body Mechanics*, Wiley – VCH Verlag GmbH & Co., 2006.
- Hong Jongman, Sang-Bin L., Kral C. and Haumer A.. "Detection of airgap eccentricity for permanent magnet synchronous motors based on the d-axis inductance". *IEEE Transactions on Power Electronics*, 27(5):2605–2612, 2012.
- Ian Culbert. "Motor Maintenance Testing & Diagnostics On-Line, Off-Line". *Pulp and Paper Industry Technical Conference (PPIC '09)*, 1-10, 2009.
- IEA, *World Energy Outlook*. 2014 edition, 2014.
- Jiabin H., Yi-kang H., and Heng N., "Enhanced control of dfig-used back-to-back pwm vsc under unbalanced grid voltage conditions". *Journal of Zhejiang University SCIENCE A*, 1330–1339, 2007.
- Kallesøe, B. S., Larsen, T. J., and Paulsen, U. S., "Aero-hydro-elastic simulation platform for wave energy systems and floating wind turbines," Technical Report, Risø DTU, 2011.
- Kandil O. A., Mook D. T., and Nayfeh A. H., "Nonlinear prediction of the aerodynamic loads on lifting surfaces," *Journal of Aircraft*, vol. 13, pp. 365-388, 1976.
- Kane T. R., *Dynamics*, Holt, Rinehart and Winston, Inc., 1968.
- Katz J., and Plotkin A., *Low-Speed Aerodynamics*. Second Edition, Cambridge University Press, 2001.
- Kim J. K., Chung I. S., Lee B. H., "Determination of the feedback coefficients for the constraint violation stabilization," *Proc. Inst. Mech. Engr., Part C: J. Mech. Engrg.*, 204:233-242, 1990.
- Kim Ki-Chan, Seung-Bin Lim, Ki-Bong Jang, Sung-Gu Lee, Ju Lee, Yeoung-Gyu Son, Young-Kil Yeo and Soo-Hyun Baek. "Analysis on the direct-driven high power permanent magnet generator for wind turbine". *Electrical Machines and Systems*, ICEMS. Proceedings of the Eighth International Conference, 1:243–247, 2005.
- Konstadinopoulos, P., Mook, D.T. and Nayfeh, A.H., A numerical method for general unsteady aerodynamics. AIAA-81-1877. *AIAA Atmospheric Flight Mechanics Conference*, August 19–21, Albuquerque, New Mexico, 1981.
- Lau, B. C., Ma E. W. M. and Pecht M.. "Review of offshore wind turbine failures and fault prognostic methods". *IEEE Conference on Prognostics and System Health Management (PHM)*, 1–5, 2012.
- Leidhold R., Garcia G., and Valla M. I., "Induction generator controller based on the instantaneous reactive power theory", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 17(3):368–373, 2002.
- Li, C., Zhou, Y., Lim, T. C., Sun, G., "Dynamic responses of a wind turbine drivetrain under turbulent wind and voltage disturbance conditions," *SAGE Advances in Mechanical Engineering*, 8(5):1-12, 2016.
- Lindenburg, C., and Shepers, J. G., "PHATAS III: Program for horizontal axis wind turbine analysis and simulation, version III - aeroelastic modeling," ECN-C 96-025, *Netherlands Energy Research*

- Foundation*, 1996.
- Maza, M., Preidikman, S., and Flores, F. G., “Unsteady and non-linear aeroelastic analysis of large horizontal-axis wind turbines,” *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(16):8813-8820, 2014.
- Milanés, M., Rodríguez N. and Scenna N., “Aplicaciones del método de identificación de fallas y confiabilidad en sistemas de generación eléctrica a partir de la energía eólica”. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, 08.13 – 08.17, 2012.
- Morren J. and S. W. H. De Haan, “Ridethrough of wind turbines with doubly-fed induction generator during a voltage dip”. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 20, no. 2, pp. 435–441, 2005.
- Muljadi E., Yildirim D., Batan T., and Butterfield C. P., “Understanding the unbalanced-voltage problem in wind turbine generation”. *Industry Applications Conference. Thirty-Fourth IAS Annual Meeting*, 2:1359–1365, 1999.
- Muller S., Deicke M., and De Doncker R. W., “Doubly fed induction generator systems for wind turbines”, *Industry Applications Magazine, IEEE*, 8(3):26–33, 2002.
- Ng, B. F., Hesse, H., Palacios, R., Graham, J. M. R., and Kerrigan, E. C., “Aeroservoelastic state-space vortex-lattice modeling and load alleviation of wind turbine blades,” *Wind Energy*, 18(7):1317-1331, 2015.
- Nielsen, F. G., Hanson, T. D., and Skaare, B., “Integrated dynamic analysis of floating offshore wind turbines,” *Proceedings of OMAE2006, 25th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, Hamburg, Germany, June 4-9, 2006.
- Noorcheshma P., Sreedevi J., and Sivaprasad V.. “Low Voltage Ride through (LVRT) of DFIG and PMSM wind turbine”. *IEEE International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT)*, 2015.
- Øye, “FLEX4 - Simulation of wind turbine dynamics,” *Twenty Eighth IEA Meeting of Experts - State of the Art of Aeroelastic Codes For Wind Turbine Calculations*, 1996.
- Park R. H., “Two-Reaction Theory of Synchronous Machines- Generalized Method of Analysis- Part I”, *AIEE Transactions*. 48:716-727, 1929.
- Pena R., Clare J. C., and Asher G. M., “Doubly fed induction generator using back-to-back pwm converters and its application to variable-speed wind-energy generation”, *Electric Power Applications, IEE Proceedings*, 143(3):231–241, 1996.
- Pezzani, C., Bossio, J., Castellino, A., Bossio, G., and De Angelo, C., “A PLL-based resampling technique for vibration analysis in variable-speed wind turbines with PMSG: a bearing fault case” *Mechanical Systems and Signal Processing*. In Press, 2016.
- Pezzani, C., J. Bossio, J., Castellino, A., Bossio, G., and De Angelo, C., “Bearing Fault Detection in Wind Turbines with Permanent Magnet Synchronous Machines,” in *IEEE Latin America Transactions*, 12(7):1199-1205, 2014.
- Polinder Hvan der Pijl, F. F. A., de Vilder G. J., and Tavner P. J., “Comparison of direct-drive and geared generator concepts for wind turbines”. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 21(3):725–733, 2006.
- Preidikman, S., Gebhardt, C., Brewer, A., and Roccia, B. A., “Aeroservoelastic analysis of large horizontal-axis wind turbines: A new methodology,” *11th Pan American Congress of Applied Mechanics, PACAM XI, Foz do Iguacu - Brazil*, 2010.
- Preidikman, S., Numerical simulations of interactions among aerodynamics, structural dynamics, and control systems. *Ph.D. Dissertation*, Dep. of Eng. Science and Mechanics, Virginia Tech, 1998.
- Roccia, B. A., Preidikman, S., Brewer, T. A., y Massa, J. C., “Aerodinámica no-estacionaria y dinámica no-lineal del vuelo de micro vehículos aéreos de alas batientes inspirados en la biología,” *Mecánica Computacional*, 31:797-821,2012.
- Roccia, B. A., Preidikman, S., Massa, J. C., and Mook, D. T., “Modified unsteady vortex-lattice method to study flapping wings in hover flight,” *AIAA Journal*, 51(11):2628-2642, 2013.
- Roddir, D., Cermelli, C., Weinstein, J., Byklum, E., Atcheson, M., Utsunomiya, T., Jorde, J., and Borgen, E., “State-of-the-art,” *Floating offshore wind energy: the next generation of wind energy*,

- edited by Cruz, J., and Atcheson, M., No. 1, Green Energy and Technology, Springer, Switzerland, 2016, pp. 271-333, 2016.
- Romeral, L., Urresty J.C., Riba Ruiz J.-R. and Garcia Espinosa A.. "Modeling of surface-mounted permanent magnet synchronous motors with stator winding interturn faults". *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(5):1576–1585, 2011.
- Ruschetti, C., Verucchi C., Bossio G., De Angelo C. and García G., "Rotor demagnetization effects on permanent magnet synchronous machines". *Energy Conversion and Management*, 74(0):1–8, 2013.
- Seginer A., Rusak Z., Wasserstrom, W., "Convergence characteristics of nonlinear vortex-lattice methods for configuration aerodynamics," *Technical Report AIAA 83-1882*, AIAA, 1982.
- Semken, R.S., Polikarpova M., Røyttä P., Alexandrova J., Pyrhonen J., Nerg J., Mikkola A. and Backman J. "Direct-drive permanent magnet generators for high-power wind turbines: benefits and limiting factors". *Renewable Power Generation*, IET, 6(1):1–8, 2012.
- Serra F., De Angelo C., Catuogno G., Gonzalez G., and Forchetti D., "Control de un convertidor conectado a la red para inyección de corrientes sinusoidales", *RPIC XV*, 1–6, 2013.
- Shabana A. A., *Computational Dynamics*, John Wiley & Sons Ltd., United Kingdom, 2010.
- Shabana A. A., *Dynamics of Multibody Systems*, Cambridge, New York, 2005.
- Shuai X., Geng Y., Honglin Z., and Hua G., "An lvr control strategy based on flux linkage tracking for dfig-based wecs". *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 60(7):2820–2832, 2013.
- Terze Z., and Naudet J., "Projective constraint violation stabilization method for multibody systems on manifolds," *5th International Congress of Croatian Society of Mechanics*, September 21-23, Troger/Split, Croatia, 2006.
- UpWind Project. UpWind - design limits and solutions for very large wind turbines - a 20 MW turbine is feasible, 03 2011. Supported by: The Sixth Framework Programme for Research and Development of the European Commission (FP6).
- Urresty, J., Riba J. and Romeral L.. "A back-emf based method to detect magnet failures in PMSMs". *IEEE Transactions on Magnetics*, 49(1),591–598, 2013b.
- Urresty, J., Riba Ruiz J.-R. and Romeral L.. "Diagnosis of interturn faults in PMSMs operating under nonstationary conditions by applying order tracking filtering". *IEEE Transactions on Power Electronics*, 28(1):507–515, 2013a.
- Urresty, J., Riba Ruiz J.-R., Delgado M. and Romeral L.. "Detection of demagnetization faults in surface-mounted permanent magnet synchronous motors by means of the zero-sequence voltage component". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 27(1):42–51, 2012.
- Villa, L. F., Reñones A., Perán J. R. and de Miguel L. J., "Angular resampling for vibration analysis in wind turbines under non-linear speed fluctuation". *Mechanical Systems and Signal Processing*, 25(6):2157–2168, 2011.
- Wenxian, Yang, Tavner P. J., Crabtree C. J. and Wilkinson M., "Cost-effective condition monitoring for wind turbines". *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 57(1):263–271, 2010.
- Xiang, Gong and Qiao Wei. "Imbalance fault detection of direct-drive wind turbines using generator current signals". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 27(2):468–476, 2012.
- Xiangping K., Zhe Z., Xianggen Y., and Minghao W., "Study of fault current characteristics of the dfig considering dynamic response of the rsc". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 29(2):278–287, 2014.
- Yamamoto M. and Motoyoshi O., "Active and reactive power control for doubly-fed wound rotor induction generator", *IEEE Transactions on Power Electronics*, 6(4):624–629, 1991.
- Yang, W., Tavner, P. J., and Wilkinson, M., "Wind turbine condition monitoring and fault diagnosis using both mechanical and electrical signatures," *Proceedings of the 2008 IEEE/ASME, International Conference on Advanced Intelligence Mechatronics*, pp. 1296-1301, 2008.
- Yang, C-T., Huang, C-L., and Lin, C-F., "Hybrid CUDA, OpenMP, and MPI parallel programming on multicore GPU clusters," *Computer Physics Communications*, 182:266-269, 2011.

- Yoon S., Howe R. M., Greenwood D. T., “Stability and accuracy analysis of Baumgarte’s constrained violation stabilization method,” *Journal of Mechanic Design*, 117:446-453, 1995.
- Zaaijer, M., “Review of knowledge development for the design of offshore wind energy technology,” *Wind Energy*, 12(5):411-430, 2009.
- Zaggout M., Tavner P., Crabtree C., Ran L., “Detection of rotor electrical asymmetry in wind turbine doubly-fed induction generators”. *Renewable Power Generation, IET*, 8(8):878–886, 2014.
- Zijun, Zhang, Verma A. and Kusiak A., “Fault analysis and condition monitoring of the wind turbine gearbox”. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 27(2):526–535, 2012.