

ANÁLISIS DE GRANDES TURBINAS EÓLICAS EN UN ENTORNO DE COSIMULACIÓN FLUIDO-ESTRUCTURA Y MECANISMOS FLEXIBLES

ANALYSIS OF LARGE WIND TURBINES IN A FLUID-STRUCTURE COSIMULATION AND FLEXIBLE MECHANISMS ENVIRONMENT

Sabrina Montaña^a, Juan M. Gimenez^a y Alberto Cardona^a

^a*Centro de Investigación de Métodos Computacionales (CIMEC UNL-CONICET), Colectora Ruta Nac. Nro. 168, Km 0, Paraje El Pozo, 3000 Santa Fe, Argentina, msabrina@cimec.santafe-conicet.gov.ar , <https://cimec.org.ar/>*

Palabras clave: Co-simulación, Fluidodinámica computacional, Mecanismos flexibles, Aerogeneradores.

Resumen. En este trabajo se presentan resultados obtenidos por medio de la co-simulación de alta fidelidad de la interacción fluido-estructura (FSI) de grandes aerogeneradores. Se consideró para el estudio el prototipo virtual de la turbina eólica de referencia del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) de 5 MW. Una interfase in-house acopla dos códigos comerciales: StarCCM+ para la simulación fluidodinámica y Samcef-Mecano para la descripción del mecanismo flexible. Este desarrollo permite el modelado simultáneo y acoplado del flujo de viento turbulento en condiciones no estacionarias, y los movimientos mecánicos y de control de la turbina. La simulación dinámica de alta fidelidad realizada en este trabajo permite predecir el comportamiento de una turbina verificando los valores nominales de potencia, torque, cabeceo y deformaciones. Además, se puede observar que el paso de la pala por la torre produce una caída en el par aerodinámico. Este fenómeno no es observado por modelados por medio de la teoría del momento y el elemento de pala (BEM).

Keywords: Co-simulation, Computational Fluid Dynamics, Wind Turbines, Flexible Mechanisms.

Abstract. This paper presents the results obtained by means of high-fidelity co-simulation of the fluid-structure interaction (FSI) of large wind turbines. The 5MW National Renewable Energy Laboratory (NREL) reference wind turbine was selected for the study. An in-house interface couples two commercial codes: StarCCM+ for the fluid dynamic simulation and Samcef-Mecano for the description of the flexible mechanism. This development allows the simultaneous and coupled modelling of the turbulent wind flow in non-stationary conditions and the mechanical and control movements of the turbine. The high-fidelity dynamic simulation performed enables predicting the behaviour of a turbine by verifying the nominal values of power, torque, pitch and deformation. In addition, the drop of the aerodynamic torque when the blades pass in front of the tower can be captured. This phenomenon cannot be observed by modelling by means of the blade element and moment theory (BEM) .

1. INTRODUCCIÓN

La energía eólica es la fuente de generación de electricidad renovable de mayor crecimiento. En 2016, la energía eólica evitó más de 637 millones de toneladas de emisiones de CO₂ a nivel mundial y alcanzó 487 GW de capacidad instalada total y más de 800 GW en 2021. Se espera que la capacidad global casi se duplique en los próximos cinco años (Upwards, 2022). La mejora en el diseño y el tamaño de los aerogeneradores es clave para alcanzar los objetivos climáticos y mejorar la competitividad en materia de energía eólica. Actualmente, el Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (Plan SET) (Liberali, 2010), está centrado en el desarrollo de turbinas a gran escala en el rango de 10-20 MW. Las turbinas eólicas son sistemas mecánicos muy complejos, ver Figura 1, el incremento del tamaño y flexibilidad de las palas conduce a un acoplamiento fuerte entre la aerodinámica y la dinámica estructural; por lo tanto la aeroelasticidad se ha convertido en uno de los problemas críticos en el diseño de las turbinas eólicas modernas.

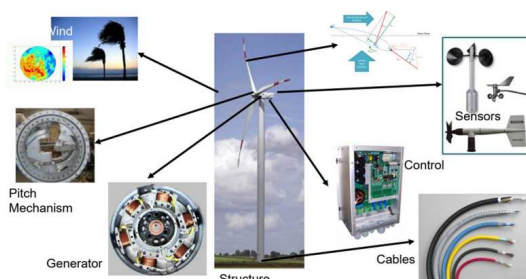


Figura 1: Sistemas que componen una turbina eólica

El aumento del tamaño del rotor impone nuevos fenómenos físicos que deben entenderse mejor en el proceso de diseño (Bazilevs et al., 2011; Lago et al., 2013). Las palas experimentan grandes deformaciones que introducen no-linealidades geométricas de importancia las cuales pueden producir fallas catastróficas, por lo cual es muy importante mejorar la capacidad de calcular todos los mecanismos físicos relevantes (Löhner et al., 2015), (Wang et al., 2016). La escala y la complejidad hacen que la investigación experimental de estos fenómenos sea muy desafiante, costosa y lenta. Una forma alternativa de generar conocimiento sobre la física y mecánica complejas de las grandes turbinas eólicas es a través de simulaciones numéricas de alta fidelidad. El objetivo principal de este trabajo es presentar el análisis de los resultados obtenidos del proceso de validación de una plataforma informática de alto rendimiento (HPC), denominada “SCORE”, para la co-simulación (en simultáneo y vinculada) en alta fidelidad de la interacción entre el viento, el sistema mecánico estructural de grandes turbinas eólicas de eje horizontal (palas compuestas, rotor, tren de transmisión, bancada, torre, base fija o flotante) y los dispositivos inteligentes de control de la máquina. Esta herramienta, fue desarrollada específicamente para acoplar los softwares StarCCM+, para la simulación fluidodinámica, y Samcef Mecano, para resolución de las respuestas elásticas y mecánicas del aerogenerador. Se utilizó el prototipo virtual extensivo de la turbina eólica de eje horizontal, del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) de 5 MW (TurbSim, 2012). En la Sección 2, se presentan la metodología de modelado y co-simulación. En la Sección 3 se presentan los resultados y finalmente en la Sección 4 se presentan las conclusiones de este trabajo.

2. METODOLOGÍA

Por un lado se resuelve con Dinámica de Fluidos Computacional (CFD) el flujo de viento a lo largo de un terreno llano en el cual se encuentra la turbina NREL de 5 MW. Se incluye aquí también el análisis de elementos finitos (FEA) de la respuesta estructural y tensiones en las palas y en el tren de transmisión. Por otro lado, a partir de las cargas ejercidas por el viento, se estudia el modelado aeroelástico, las fuerzas y aceleraciones que se generan en el rotor, junto con el control de cabeceo y guiñada de las palas y la góndola para controlar la carga y la producción de energía.

2.1. Estrategia para resolver la dinámica multicuerpo flexible

Una turbina es un sistema multicuerpo muy complejo. Por un lado, se tienen grandes desplazamientos y rotaciones finitas (no linealidades geométricas) y por otro lado, las leyes constitutivas de los elementos deformables son no lineales (no linealidades del material). Se resuelve un sistema de ecuaciones diferenciales no lineales que gobiernan el comportamiento del sistema multicuerpo. El sistema que se resuelve esta formado por el sistema de equilibrio de momento igualado al vector de fuerzas generalizadas, que incluye las fuerzas externas y vector de restricciones bilaterales. Se las discretiza y se obtiene un sistema algebraico equivalente. El esquema de integración temporal utiliza un algoritmo que tiene una precisión de segundo orden.

2.2. Estrategia para resolver la dinámica de fluidos

El flujo en las turbinas eólicas puede ser considerado incompresible. Solo en la punta de las palas se alcanzan números de Mach de 0.25 para las condiciones estudiadas. Para resolver el fluido se resuelven ecuaciones de Navier Stokes promediadas en ensambles (URANS). Las ecuaciones se resuelven utilizando el método de los volúmenes finitos donde el acople velocidad presión de las ecuaciones segregadas se resuelve por medio del esquema iterativo SIMPLE. Para la discretización espacial se utilizan esquemas de segundo orden, mientras que para la integración temporal se utiliza el integrador implícito de Euler de primer orden. Para el cierre de las ecuaciones RANS se utiliza el modelo de turbulencia realizable k-epsilon.

2.3. Co-Simulación

Cuando se resuelven problemas no lineales de estructura y dinámica de fluidos acoplados, deben utilizarse técnicas especiales para resolver la parte estructural y la parte de fluidos. Existen varios códigos especializados para resolver la parte estructural, mientras que lo mismo ocurre para calcular la solución de la parte del fluido. Un aspecto importante a tener en cuenta es el hecho de que, por lo general, las ecuaciones estructurales se calculan con un enfoque lagrangiano, mientras que las ecuaciones de los fluidos se expresan con un enfoque euleriano. Por estas razones, la forma más conveniente de proceder es haciendo una co-simulación, en la que se ejecutan en paralelo ambos códigos especializados. En la herramienta desarrollada se utilizó StarCCM+ (Starccm+, 2004) para simular el comportamiento de la dinámica de fluidos, y Samcef-Mecano (Mecano, 1999) para modelar la estructura de la turbina. Durante la simulación, los software intercambian datos de forma síncrona a través de la implementación in-house del grupo de trabajo denominada SCORE. El algoritmo de interacción es del tipo Gauss-Seidel. A partir del instante t el simulador del fluido StarCCM+ avanza un paso de cálculo; con los datos de StarCCM+ en el instante $t + \Delta t$ se realimenta el simulador Samcef-Mecano que aún está en el instante anterior, a continuación avanza temporalmente Samcef-Mecano y con los datos de este en el instante $t + \Delta t$ se realimenta StarCCM+, luego el proceso puede iterarse (iteraciones de acoplamiento)

o avanzar al siguiente paso de tiempo, ver Figura 2.

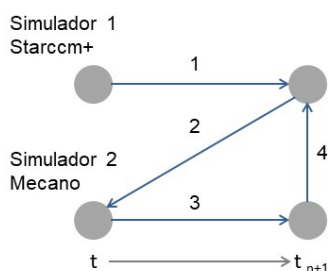


Figura 2: Esquema de co-simulación - SCORE

2.4. Estrategia de control

La implementación numérica del sistema de control está incorporada en el modelo estructural. Requiere de parámetros de configuración para las variables de control como es el torque generado, la potencia, la velocidad de rotación. Estas deben ser modificadas según los requerimientos de funcionamiento de la turbina. El elemento de control, está compuesto por dos subsistemas principales. Por un lado, el subsistema de mando del ángulo de paso colectivo, que controla el pitch para mantener los valores de referencia. Por otro lado, el subsistema de mando del par del generador, que mantiene fijo el par del generador para cualquier condición de entrada. Cuando la condición de viento es muy baja o muy alta y no se puede obtener el torque de referencia, el control activa el elemento de freno, la turbina en ese momento comienza a transitar lo que se conoce como parada de emergencia en un tiempo total de 2 s la turbina se frena completamente.

2.5. Estrategia del modelado estructural

Un aerogenerador puede considerarse un complejo sistema mecánico flexible, que está compuesto por una torre, una góndola y un rotor, en cuyo extremo se colocarse 3 palas, ver Figura 3a. Para modelar la parte estructural y el sistema de control de la turbina, se ha utilizado un programa llamado Bnrel, en el cual se introducen los datos del aerogenerador (propiedades estructurales, parámetros de control) y se obtiene un modelo estructural completo y un nodo de rotación vinculado al rotor. Este nodo permite inicialmente a la turbina rotar y luego es el nodo que recibe la rotación que viene del cálculo del fluido. Del modelo obtenido, se obtienen las geometrías (stl) para generar el volumen de control que utiliza el simulador del fluido, ver Figura 3.

Se modeló el prototipo virtual de la turbina NREL de 5 MW, para el cual se tomaron las siguientes consideraciones: las palas se modelan con vigas flexibles y pieles deformables, apoyadas en las vigas. El rotor, góndola, y la torre se consideran rígidos. La rotación del disco, resulta del cálculo del equilibrio entre el par generado por la presión del viento y la resistencia del generador (acoplamiento bidireccional). Finalmente, las bisagras del control de cabeceo (pitch) están situadas entre el rotor y las palas, para controlar el cabeceo según las directrices del controlador.

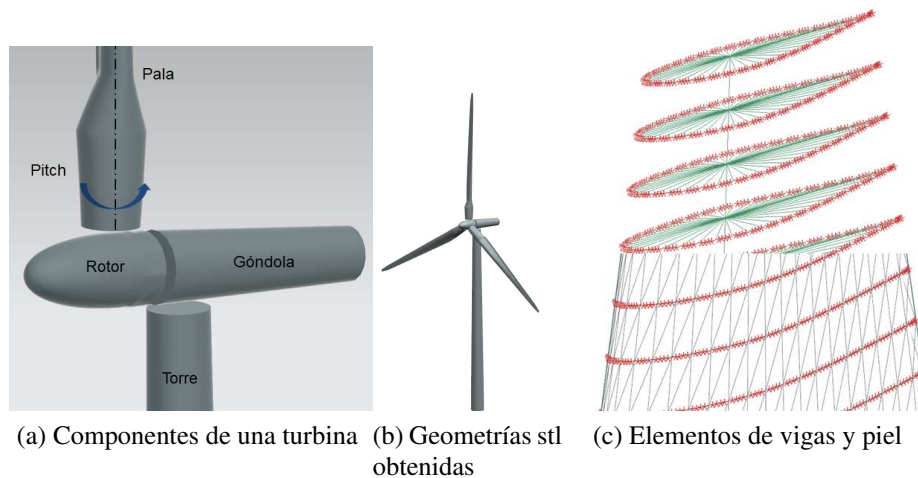


Figura 3: Modelo estructural de la turbina eólica NREL de 5 MW obtenido con el programa Bnrel

2.6. Estrategia del modelado Aerodinámico

Debido a los movimientos propios de la turbina (rotación y deformaciones) por un lado, se debe utilizar un esquema de mallado que involucra una malla deslizante, para realizar un disco - cono alrededor del rotor y seguir su rotación. En el interior del disco se utiliza una malla deformable para adaptar la malla del fluido a la deformación y el cabeceo de las palas. Por otro lado, para el resto del dominio se utiliza una malla fija que contiene la torre y la góndola. Sobre las palas, el tamaño de celdas es de 0.05 m. Esta dimensión fue adoptada luego de realizar un análisis de convergencia de malla. En el resto del disco móvil las celdas tiene un tamaño de 0.8 m. El volumen de control adoptado respeta las dimensiones recomendadas: 5 diámetros hacia la condición de entrada, donde el tamaño de celda es de 0.8 m (Refinamiento 1), 15 diámetros hacia el contorno de salida donde se refinan los primeros 5 diámetros con celdas de 1.2 m (Refinamiento 2) y el resto con 1.8 m (Refinamiento 3), 5 diámetros al contorno superior y 5 diámetros a los laterales. Para generar la malla 3D del fluido se utilizó el programa Starccm+, se tomaron de base las mallas de superficie (stl) obtenidas en el modelado de la estructura, ver Figura 4.

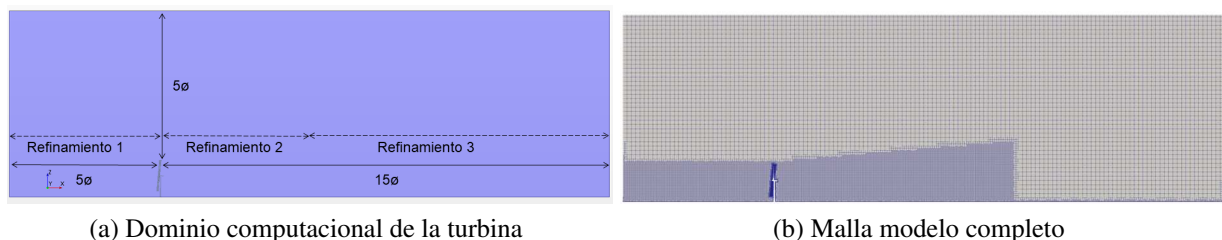


Figura 4: Detalles dominio computacional y malla del fluido.

2.7. Condiciones Iniciales y Condiciones de borde

La simulación se realiza en dos etapas. En la primer etapa se realiza co-simulación fluido/estructural con la velocidad de rotación impuesta en el rotor y el disco; la presión del viento

sobre la estructura es aplicada progresivamente desde cero hasta el valor real. La rotación, se impone en un nodo central vinculado al rotor. La rotación se controla mediante una función lineal hasta los 2.5 s iniciales de la simulación, luego esta condición se anula. En la segunda etapa, se realiza co-simulación fluido-estructural con la rotación calculada a partir del equilibrio entre la presión del viento sobre las palas y el par del rotor. Esta estrategia es adoptada debido a que se desconocen las condiciones iniciales adecuadas. Distintas pruebas numéricas permitieron definir una función temporal para el intercambio de fuerzas entre el fluido y la estructura que mitiga problemas numéricos en el transiente inicial. En el fluido, para modelar correctamente la física sobre la región de la la turbina y el piso del volumen de control se emplea una condición de borde tipo pared (no deslizamiento). Sobre las superficies laterales se impone una condición de simetría. Sobre superficie de salida se establece una condición de presión de salida nula. Sobre la superficie de entrada se evaluaron dos condiciones de viento de entrada, por una lado viento constante y por el otro viento variable. Para la condición de viento constante sobre el inlet, se impone una velocidad en dirección X, el valor adoptado es de 12 m/s. La condición inicial sobre todo el dominio de control se corresponde con la velocidad elegida. Para la condición de viento variable, sobre la entrada se impone una capa límite atmosférica (ABL) variable en el tiempo. El perfil promedio se corresponde a un terreno del tipo "suburbano" (Bre y Gimenez, 2022) con $U_{ref}=12$ m/s a la altura del centro del rotor. La serie de datos temporales, que considera una intensidad turbulenta $I=0.4$, es generada por medio de la herramienta TurbSim (TurbSim, 2012). Para generar la condición inicial el perfil de velocidad es convectado en el dominio. Los datos se introducen en Star-CCM+ mediante una librería de usuario. En la parte estructural, inicialmente el ángulo de control de pitch se inicia en un valor cero. El tiempo total de simulación para ambas corridas es de 60 s, con un paso de tiempo de 0.005 s, se utiliza 1 iteración de intercambio mecano - starccm, se necesitan 5 iteraciones del fluido por paso de tiempo y se resuelve en paralelo, mecano en forma serial y Starccm+ con 64 procesos.

3. RESULTADOS

3.1. Características NREL 5 MW

En la Tabla 1 se pueden ver un resumen de las características geométricas y de funcionamiento de la turbina.

Parámetro	Dimensión
Potencia mecánica nominal	5.3 MW
Torque generado	43,093.55 Nm
Torque máximo generado	47,402.91 Nm
Configuración	3 palas
Control de velocidad	Variable
Diámetro del rotor - Diámetro rotor	126 m, 3 m
Altura del rotor	90 m
Relación Transmisión	97:1
Velocidad de entrada, nominal y de salida del viento	3 m/s, 11,4 m/s, 25 m/s
Velocidad nominal de entrada del rotor	6,9 rpm, 12,1 rpm
Distancia rotor-torre, Inclinación del eje, Precono	5 m, 5°, 2,5°

Tabla 1: Tabla datos constructivos y de funcionamiento para turbina eólica NREL de 5 MW.

3.2. Resultados viento constante y viento variable

En la Figura 5 podemos ver los resultados del perfil de viento en todo el dominio de estudio. Esta captura se corresponde al instante de 60s. Podemos notar lo caótico que es el viento variable, esto genera mayores perturbaciones en la estela que deja la turbina.

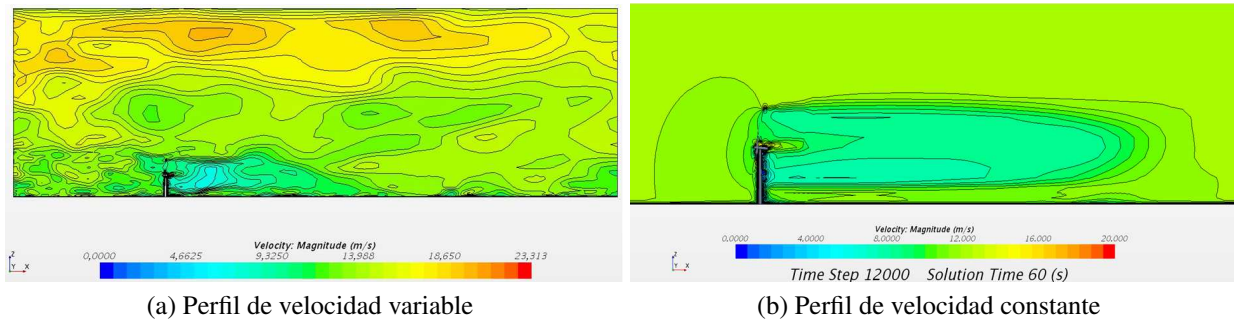


Figura 5: Resultados velocidades para un tiempo de 60 s

Las palas se deforman por la acción de la presión del viento y también por la gravedad. Se predice un desplazamiento máximo de la punta de 4.36 m, para viento constante y de 5.10 m para viento variable, ver Figura 6a. Se puede ver un patrón uniforme, periódico, cuando el viento es constante y para el caso de viento variable el patrón es más caótico cuando el flujo incidente es turbulento. En este último caso, se puede ver que aparece cierta frecuencia dominante. En futuros estudios se debe evaluar la correlación de esta frecuencia con las pulsaciones del flujo incidente.

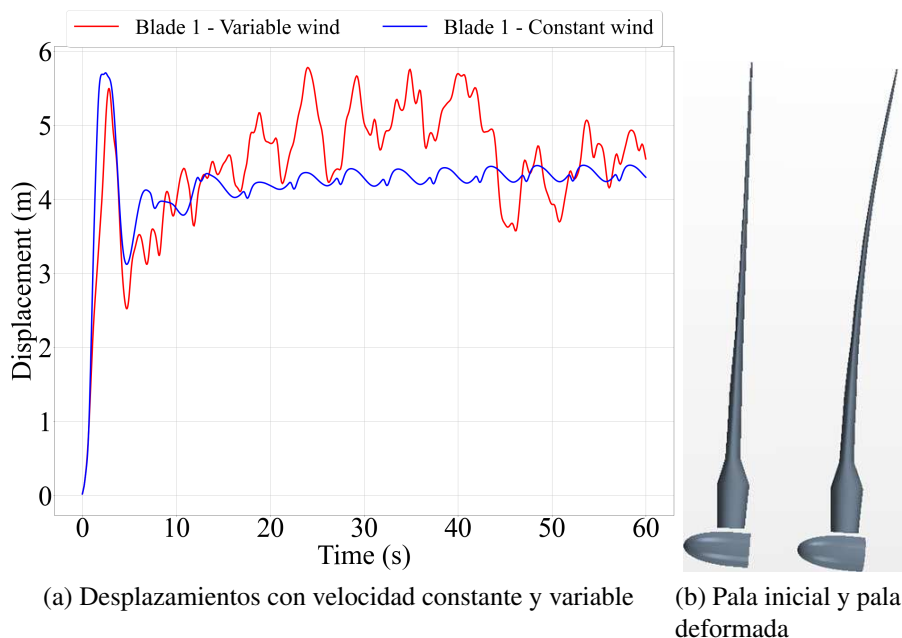


Figura 6: Resultados de los desplazamientos en las palas

En la Figura 7a se puede ver la evolución temporal de la velocidad del rotor.

Para el caso de viento constante el valor objetivo es 1,267 rad/s y el modelo se estabiliza (tras un transitorio inicial) a 1,27 rad/s. En el caso de viento variable, la velocidad para los 60 s

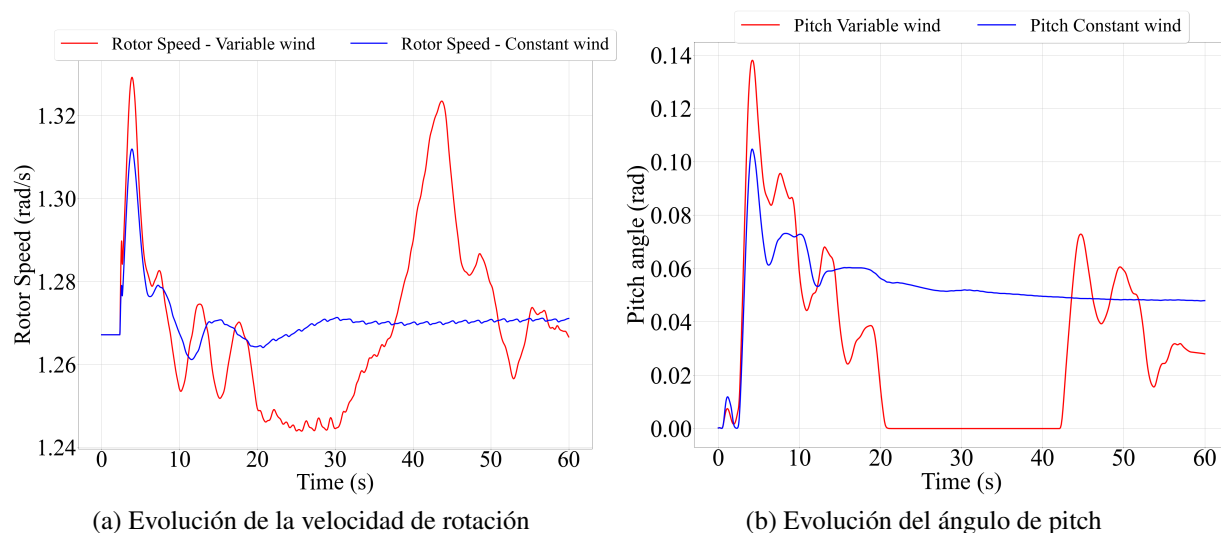


Figura 7: Resultados rotación y pitch

es de 1,275 rad/s. En la Figura 7b se puede ver la evolución temporal del ángulo de pitch. Para el caso de viento constante el modelo se estabilizó en 2.8 grados (valor de referencia 3.8 grados (NREL, 2009)). En el caso de viento variable, el ángulo de pitch presenta una gran sensibilidad a los cambios de velocidad generando esfuerzos muy importantes sobre la malla.

En la Figura 8 se puede ver la evolución temporal de la potencia generada y el empuje.

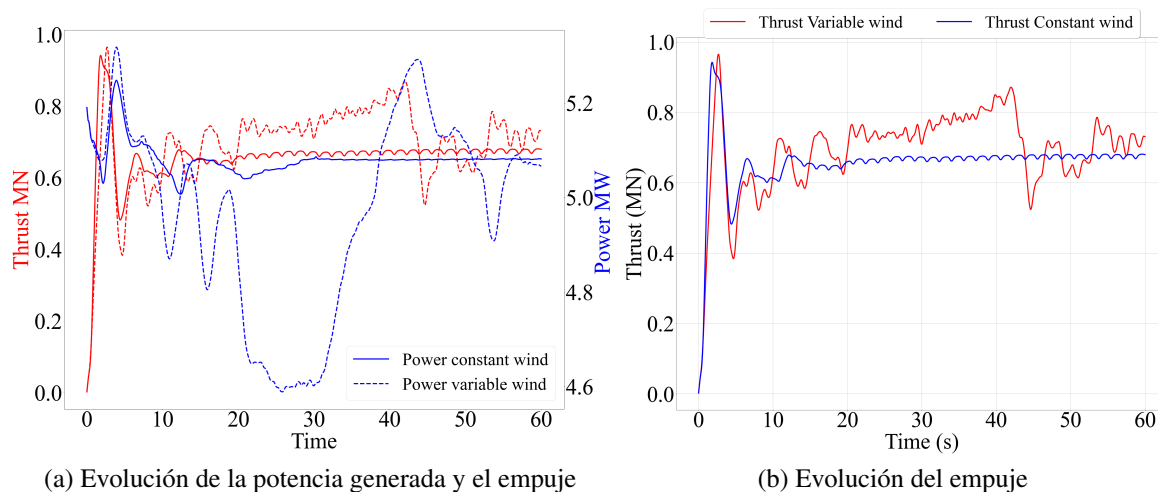


Figura 8: Resultados potencia y empuje

Comparando los resultados presentados en la Figura 8 con la Tabla 1 podemos ver que para el caso de viento constante cuando se estabiliza la velocidad se estabilizan los valores de potencia y torque de referencia. El tiempo del estado transitorio inicial para este modelo es de unos 30 s. En el caso de viento variable podemos ver que el modelo sigue en un estado transitorio, por lo cual la potencia y el torque no llegan a los valores asignados en el elemento de control. Se concluye que se necesita más tiempo de simulación para el caso de viento variable.

3.3. Resultados simulación BEM

En la actualidad existen modelos más simples que permiten modelar turbinas eólicas, uno de ellos es la teoría de la cantidad de movimiento y el elemento de pala (en inglés, Blade Element Momentum, BEM). Este es un enfoque que permite vincular las propiedades aerodinámicas del rotor con la geometría del mismo, es decir con el diseño de sus palas, cantidad y disposición de las mismas. Esta teoría ignora gran cantidad de efectos relacionados con la viscosidad del aire y con las características del flujo alrededor de las palas. A continuación se presentan los resultados obtenidos con esta técnica y una comparación con los obtenidos realizando co - simulación, ver Figura 9. El objetivo de esta comparación es demostrar las ventajas de realizar co - simulación para comprender correctamente el modelo de la turbina.

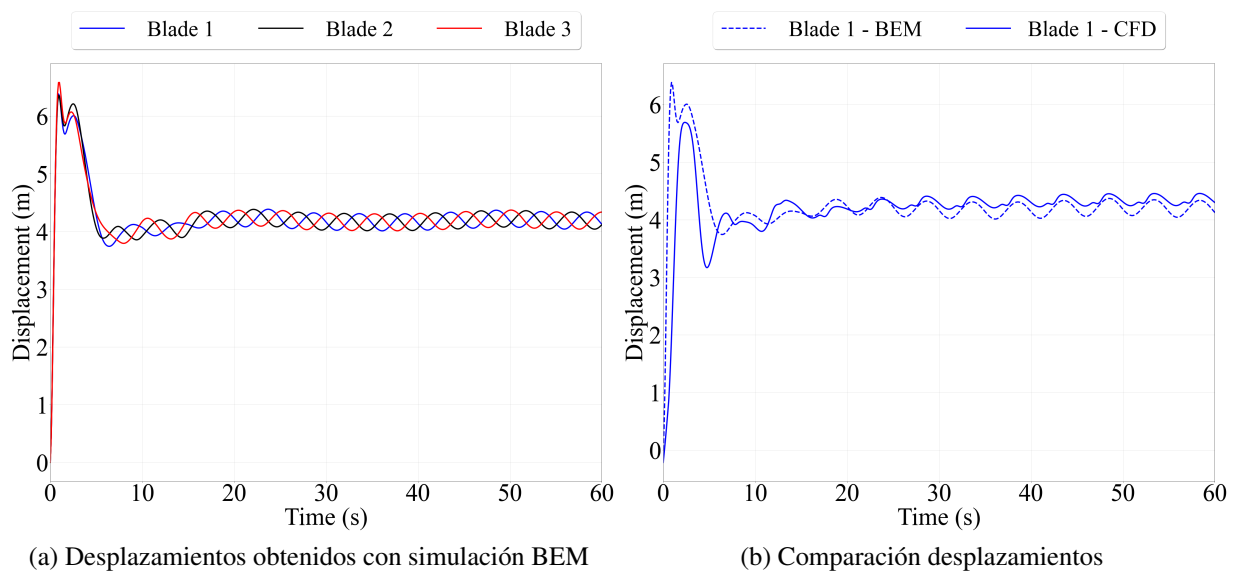


Figura 9: Desplazamientos BEM-CFD

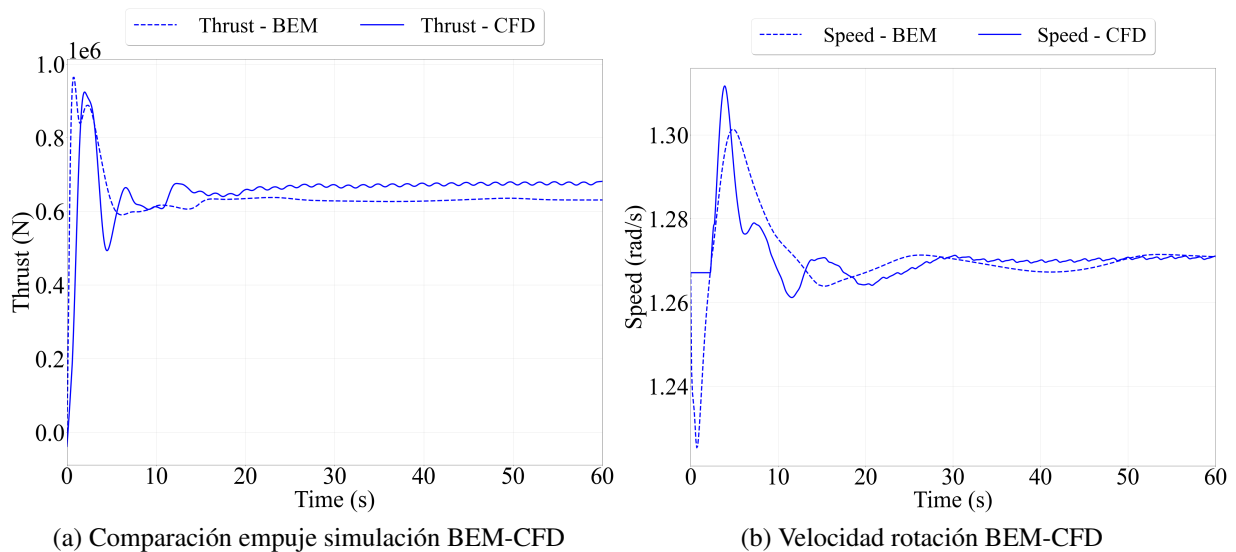


Figura 10: Resultados BEM-CFD

Analizando la velocidad también podemos decir que no se puede ver el efecto de la curvatura que generan las palas al pasar por la torre, ver Figura10b. Lo mismo sucede con el empuje, ver Figura10a, también este toma un valor menor respecto de la solución obtenida con co-simulación, esto es así, porque al modelo BEM no tiene en cuenta el aporte de empuje que genera la torre.

4. CONCLUSIONES

Los resultados analizados validan la herramienta de co-simulación desarrollada. Se logró replicar los valores de referencia tomados del informe de NREL de 5MW. Por otro lado, se identificaron patrones en los desplazamientos de las palas al pasar por la torre. Este efecto es muy interesante ya que el mismo genera una caída en el empuje para la misma frecuencia de paso. Estas cargas son importante para el estudio de fatiga de las palas. Por otro lado, se logró observar que el tipo de control propuesto es demasiado sensible para los cambios de velocidad. En futuros trabajos se va a estudiar la implementación de un controlador que responda de manera más conveniente.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha recibido financiamiento del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) a través del proyecto PIP11220200101688CO

REFERENCIAS

- Bazilevs Y., Hsu M.C., Akkerman I., Wright S., Takizawa K., Henicke B., Spielman T., y Tezduyar T. 3d simulation of wind turbine rotors at full scale. part i: Geometry modeling and aerodynamics. *International journal for numerical methods in fluids*, 65(1-3):207–235, 2011.
- Bre F. y Gimenez J.M. A cloud-based platform to predict wind pressure coefficients on buildings. En *Building simulation*, volumen 15, páginas 1507–1525. Springer, 2022.
- Lago L.I., Ponta F.L., y Otero A.D. Analysis of alternative adaptive geometrical configurations for the nrel-5 mw wind turbine blade. *Renewable Energy*, 59:13–22, 2013.
- Liberali R. The european strategic energy technology (set-plan); plan estrategico europeo de tecnologia energetica (plan eete). *Vertices. La Revista del Ciemat*, 10, 2010.
- Löhner R., Haug E., Michalski A., Muhammad B., Drego A., Nanjundaiah R., y Zarfam R. Recent advances in computational wind engineering and fluid–structure interaction. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 144:14–23, 2015.
- Mecano S. Samcef Mecano. 1999.
- NREL M. Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development. 2009.
- Starccm+. Users Manual. 2004.
- TurbSim. TurbSim. 2012.
- Upwards. Understanding of the Physics of Wind Turbine and Rotor Dynamics through an Integrated Simulation Framework. Website. 2022.
- Wang L., Liu X., y Kolios A. State of the art in the aeroelasticity of wind turbine blades: Aeroelastic modelling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64:195–210, 2016.