

Simulación computacional de viento en parques eólicos

Investigador Responsable.

- Dr. Alejandro D. Otero (CSC-CONICET)

Grupo Colaborador.

- Dra. A. Celeste Saulo (CIMA-CONICET, SMN)
- Dr. Roberto Sosa (CONICET, FIUBA)
- Ing. Gonzalo Navarro Díaz (Becario doctoral CONICET)
- Lic. Ma. Laura Mayol (Becaria doctoral CONICET)
- Ing. Maximiliano Véliz (Doctorando UNGS)
- Florencia Lazzari (Estudiante Lic. en Ciencias Físicas UBA)
- Martín Gold (Estudiante Ing. Mecánica UBA)

Objetivos generales.

El potencial eólico de la Argentina es uno de los mayores del mundo. Actualmente la participación de esta fuente de energía en el mercado eléctrico nacional es baja, pero se espera que en los próximos años aumente considerablemente. Debido a esta expectativa, se necesitan herramientas que faciliten la incorporación de mayores cantidades de energía de esta fuente en el mercado eléctrico nacional.

Dada la complejidad del fenómeno, que básicamente cubre rangos temporales y espaciales que barren más de 6 órdenes de magnitud, la solución óptima asociada a la simulación del flujo atmosférico en torno a un conjunto de turbinas eólicas y el cálculo de la energía generada dependerá de los distintos problemas a estudiar e implicará un compromiso entre la precisión necesaria y el costo computacional. En este sentido se propone estudiar y desarrollar modelos de variada complejidad para el estudio multiescala del flujo atmosférico en torno a las turbinas de los parques eólicos. Las técnicas a utilizar comprenden métodos basados en:

- pronóstico numérico del tiempo,
- resolución numérica de las ecuaciones diferenciales de la fluidodinámica,
- modelado simplificado de las estelas de las turbinas,
- utilización de modelos de orden reducido de la aerodinámica de turbinas, y
- simulación multicomponente estructural, mecánica y eléctrica de las turbinas

las cuales se combinarán de acuerdo al grado de precisión necesario y el costo computacional aceptable. Los modelos estudiados se compararán con ensayos a escala en túnel de viento y datos de parques eólicos reales.

El objetivo último de este proyecto es sentar las bases al desarrollo de modelos operativos de pronóstico de potencia eólica y de modelado del flujo atmosférico en parques eólicos. Estos modelos podrán ser transferidos a los distintos actores del sector de acuerdo a sus necesidades y capacidades.

Objetivos específicos e hipótesis de trabajo.

Los objetivos específicos de este proyecto se pueden condensar en el desarrollo de herramientas computacionales que permitan modelar el flujo en el entorno de las turbinas eólicas, considerando las interacciones de las turbinas entre sí y con su entorno. Dada la complejidad del problema, se analizarán distintas combinaciones de métodos que permitan contar con un abanico de opciones de variado costo computacional de acuerdo con las necesidades operativas de cada caso. En todos los casos los modelos serán ajustados a las características regionales del recurso. Se estudiarán las características locales del flujo atmosférico en las regiones de interés eólico a fin de configurar los modelos.

- **Estudio y regionalización de modelos de pronóstico numérico del tiempo:** Se trabajará con el modelo de predicción numérico del tiempo WRF en muy alta resolución hasta llegar a escalas horizontales características de lo que se denomina *Large Eddy Simulation (LES)*. Se busca calibrar los parámetros del modelo de manera de representar las características locales del flujo atmosférico y estudiar la forma en que el efecto de las turbinas eólicas puede ser incluido en el mismo. A partir de esto, se estudiará la interacción de los parques eólicos con el flujo atmosférico.
- **Análisis de métodos de resolución numérica de las ecuaciones diferenciales de la fluidodinámica aplicados a la simulación de parques eólicos:** Se trabajará con el código de software libre de volúmenes finitos OpenFOAM. Este software cuenta con amplias funcionalidades para el computo en entornos de alto desempeño y, además, con algunas implementaciones elementales de modelos reducidos de turbinas eólicas que servirán de base para la integración de los mismos. Se desarrollarán interfases con el modelo WRF para obtener condiciones iniciales y de contorno y se incluirán modelos de orden reducido que representen el comportamiento de las turbinas.
- **Estudio e implementación de modelos de representación simplificada de las estelas de las turbinas:** Se estudiarán diversos modelos que representan el comportamiento de las estelas de manera simplificada. Se implementarán los modelos de manera que puedan ser ejecutados en entornos de computación de alto desempeño de forma acoplada con los desarrollos de los demás objetivos de este proyecto. Además, se analizará la forma de representar la interacción de las estelas de varias turbinas e incluirla en los modelos.
- **Análisis de modelos de orden reducido de la aerodinámica de turbinas:** Se modelará el efecto de las turbinas sobre el flujo atmosférico, mediante modelos de reducidos que representan la aerodinámica en el entorno cercano a las turbinas, de manera de incluir dicho efecto en los modelos estudiados en los objetivos anteriores. Se evaluará la sensibilidad de dichos modelos a las condiciones de implementación.
- **Desarrollo de modelado multicomponente estructural, mecánico y eléctrico de las turbinas:** Se analizará el efecto de los componentes estructurales, mecánicos y eléctricos de las turbinas para incluirlos en el análisis y evaluar cómo afectan la dinámica de la misma. Esto se realizará utilizando modelos de baja complejidad de

manera de hacer frente al estudio de parques eólicos completos. Los distintos modelos de componentes se acoplarán con los modelos aerodinámicos detallados en los objetivos anteriores.

- **Estudio comparativo de las soluciones propuestas anteriormente:** Se ponderará la precisión y el costo computacional de las distintas combinaciones de los modelos estudiados y desarrollados en los puntos anteriores. Con las herramientas desarrolladas se estudiará la influencia de las turbinas eólicas en la circulación atmosférica, con el fin de evaluar en qué medida los parques eólicos podrían afectar el tiempo y el clima a escala local.

Los modelos a estudiar y desarrollar serán validados contra experimentos físicos realizados en túneles de viento y/o resultados de mediciones en parques eólicos reales en los casos que ello sea posible. Para esto se diseñarán experimentos numéricos y físicos que permitan esta validación.

Relevancia del problema.

A nivel mundial, la eólica ocupa un lugar destacado dentro de las energías renovables, ya que su recurso es abundante, limpio y tiene menor costo de producción que otras energías. En 2015, fue la principal fuente de nueva capacidad generadora de electricidad en Europa y Estados Unidos, y la segunda más importante en China. A nivel mundial, se añadió un récord de 63 GW, sumando un total aproximado de 433 GW (Sawin *et al.*, 2016).

A nivel nacional, la región patagónica se encuentra entre las mejores ubicaciones, en las cuales el recurso del viento es extenso y considerado de buena calidad debido a su alta intensidad y persistencia. También existen en el país otros sitios, por ejemplo el litoral marítimo de la Provincia de Buenos Aires, donde el recurso, sin ser tan descomunal, presenta mejores condiciones que otros lugares en el mundo donde la eólica tiene un gran desarrollo. Actualmente la participación de esta fuente en el mercado eléctrico nacional es baja, alcanzando el 1,8 % de la producción de energía eléctrica con una potencia instalada de alrededor de 190 MW¹, pero se espera que en los próximos años aumente considerablemente. La Ley Nacional N° 26190 y su modificatoria N° 27191, sobre el régimen nacional de fomento para el uso de fuentes renovables destinadas a la producción de energía eléctrica, establece como objetivo para el año 2025 lograr una contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el veinte por ciento (20 %) del consumo de energía eléctrica nacional. Además, la temática relacionada con la generación de energía eólica se halla incluida en el Plan Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva “Argentina Innovadora 2020” entre los temas estratégicos definidos para la presente convocatoria dentro del sector energía e industria lo cual destaca la importancia de la misma en el futuro cercano.

La generación de energía eólica difiere de otras formas convencionales de generación debido a la naturaleza cuasiestocástica del viento. Las herramientas para el pronóstico de producción de energía eólica optimizan el despacho y asignación de las otras centrales mejorando la rentabilidad de la operación del sistema en forma integrada. La capacidad de pronosticar de manera más precisa la producción eólica reduce el riesgo de incertidumbre y permite un mejor planeamiento e integración de la energía eólica dentro del sistema eléctrico nacional (Foley *et al.*, 2012). La capacidad de predecir la producción eólica en un futuro cercano (hasta 12hs) resulta de gran interés para los operadores del mercado eléctrico, ya que este conocimiento

¹Fuente: CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.)

permite optimizar las distintas opciones de generación disponibles para cubrir la demanda energética de la forma más económica, eficiente y segura. Para las compañías operadoras de parques eólicos también resulta de interés el pronóstico a plazos mayores (2-3 días) ya que permite programar operaciones de mantenimiento maximizando el beneficio percibido por la venta de energía. Por otro lado, el modelado del flujo en instalaciones de diversas características (número y ubicación de turbinas) para una dada ubicación geográfica con determinadas características climáticas, resulta de utilidad para la prospección e instalación de futuros proyectos ayudando en la toma de decisiones relevantes. Todos estos casos presentan necesidades diferentes en cuanto a la precisión aceptable y el tiempo disponible para obtener una solución.

La interacción de las turbinas eólicas con su entorno es un problema donde aparecen diversas escalas espaciales en el flujo. La escala sinóptica es la que modula el problema, pero también tienen una influencia importante los fenómenos que ocurren a escala local debido a la topografía del terreno y el efecto de las turbinas mismas, donde aparecen escalas en un rango que varía entre su tamaño característico hasta las escalas turbulentas más pequeñas. Una de las características más desafiantes de la generación eólica, comparada con otras fuentes convencionales, es su dependencia con la variabilidad del viento. Esto sucede en todas las escalas temporales, pero hay dos que resultan más relevantes. Las escalas en el orden de los milisegundos a segundos resultan relevantes para el sistema de control de la turbina, mientras que para la inserción de la eólica en la red eléctrica resultan importantes los fenómenos que ocurren en escalas temporales del orden de minutos a días (Giebel *et al.*, 2011), como se detalló más arriba. Analizar la interacción de un grupo de turbinas entre sí y con su entorno implica considerar todos los fenómenos que ocurren en este rango de escalas. Esto evidencia la complejidad del problema, que básicamente cubre rangos temporales y espaciales que barren más de 6 órdenes de magnitud.

Las estelas turbulentas producidas por las turbinas eólicas pueden impactar significativamente en la dinámica del flujo, tanto dentro de los parques eólicos como aguas abajo de los mismos. Básicamente el problema consiste en analizar como las estelas de las turbinas precedentes afectan a las turbinas con las que interactúan y el entorno. Para ello aparecen diferentes opciones a explorar, con modelos de diversa complejidad que se enfocan a las distintas escalas y, por lo tanto, son capaces de capturar determinados fenómenos y otros no. A continuación se resumen los antecedentes de los enfoques utilizados en las diversas escalas del problema.

Considerando la aplicación al pronóstico de potencia eólica, los modelos se pueden clasificar de acuerdo a si incluyen un modelo de predicción numérico del tiempo (Numerical Weather Prediction model - NWP) o no. Típicamente, los modelos que usan NWP tienen mejor desempeño que los que usan series de tiempo para predicciones de más de 3-6hs hacia adelante, por lo que resultan ser los más utilizados para tomar decisiones a nivel de sistema eléctrico. La mayor fuente de errores en estos casos es el NWP (Giebel *et al.*, 2011). Por esta razón, hay esfuerzos en desarrollo para incluir los efectos de las turbinas en los NWP mediante diferentes enfoques. Considerando el modelo WRF (The Weather Research and Forecasting Model (Skamarock *et al.*, 2008))², uno de los NWP más utilizados en la actualidad, existen antecedentes de utilización para predecir las estelas asociadas a parques eólicos así como también la interacción de las mismas con los movimientos y los procesos atmosféricos locales (Singer *et al.*, 2010). En particular, Adams y Keith (2007), Fitch *et al.* (2012), Volker

²<http://wrf-model.org>

et al. (2012), entre otros, desarrollaron parametrizaciones de parques eólicos que integraron al WRF. En estos casos el efecto de las turbinas eólicas sobre el flujo atmosférico se introduce en el modelo como una parametrización subgrilla. Actualmente, el modelo WRF cuenta con dos esquemas, que fueron incorporadas en forma independiente, de parametrización de turbinas para simular los efectos de los parques eólicos en la atmósfera. La desarrollada por Jimmy Dudhia de UCAR ³ utiliza el esquema de Fitch *et al.* (2012) basado en el concepto de actuador discal. La desarrollada por Volker *et al.* (2015) de DTU ⁴ se basa en la teoría clásica de estela. Sólo la parametrización de Dudhia se encuentra incluida en el paquete estándar del WRF.

La otra opción para modelar el flujo en los parques eólicos más allá de los NWP, son los modelos de simulación de las ecuaciones diferenciales de la fluidodinámica (Computational Fluid Dynamics - CFD)(Deiorio y Murray, 2010). Los modelos CFD son muy útiles para describir el flujo en terrenos complejos, pero en general no resuelven la ecuación de temperatura. Estos modelos son capaces de simular las respuestas no lineales del viento a terrenos escarpados, tales como la separación de flujo y la recirculación. También son capaces de simular de forma directa los cambios de rugosidad y los obstáculos. Con respecto al tipo de resolución, se pueden abordar problemas estacionarios o transitorios. Debido a las condiciones del problema, el flujo será típicamente turbulento lo que hace que su simulación conlleve un gran costo computacional, por lo que se utilizan modelos de turbulencia, como RANS (Reynolds Averaged Navier-Stokes), LES (Large Eddy Simulation) y DES (Detached Eddy Simulation), para representar el comportamiento de las escalas menores (Sanderse, 2009). Una de las herramientas de simulación CFD disponibles, es el código de software libre, basado en esquemas de volúmenes finitos OpenFOAM ⁵.

Para analizar la estela que se produce detrás de la turbina, ésta debe ser representada con un cierto nivel de detalle, lo cual conlleva un problema de recursos computacionales. Por ejemplo, es posible realizar un modelo 3D de alta resolución de las aspas y el fluido (Bazilevs *et al.*, 2011a,b), pero esto requiere un gran costo computacional que sería prohibitivo en la simulación de parques eólicos completos (Martínez, 2013). La alternativa para ahorrar recursos computacionales es utilizar los modelos reducidos de turbinas en códigos CFD y NWP, en los cuales se substituyen las aspas por fuerzas volumétricas con efecto equivalente actuando sobre el fluido. Se han propuesto tres modelos de este tipo, que se diferencian en el grado de descripción del rotor, a mayor detalle mayor costo computacional. En el Actuador Discal (AD) las fuerzas se distribuyen de manera constante sobre el área que barren las aspas del rotor (Sanderse, 2009). Estas fuerzas representan el efecto del rotor promediada en el tiempo. El Actuador Lineal (AL), desarrollado por Sørensen y Shen (2002), consiste en fuerzas volumétricas distribuidas a lo largo de tres líneas rotantes, las cuales representan las palas. Esto le permite al Actuador Lineal a resolver el flujo transitorio alrededor de cada pala individual. En el Actuador Superficial (AS) se reemplaza la línea por una superficie plana con la forma de la proyección del aspa sobre el plano vertical (Shen *et al.*, 2007). Las diferencias descriptivas de los tres modelos puede verse en Keck (2012). En la última versión del software OpenFOAM cuenta con una implementación del AD.

Los modelos de estelas de turbinas eólicas utilizan simplificaciones para caracterizar las estelas de manera de evitar la resolución de las ecuaciones diferenciales de la fluidodinámica.

³University Corporation for Atmospheric Research. <http://www2.ucar.edu/>

⁴Technical University of Denmark. <http://www.dtu.dk/>

⁵<http://www.openfoam.com>

Las simplificaciones introducidas implican una pérdida de precisión pero una importante reducción del costo computacional. Estos modelos, en general tienen validez en lo que se denomina *estela lejana* de la turbina que la produce y generalmente se utilizan para generar las condiciones de entrada a turbinas que se encuentran aguas abajo. Los modelos de estelas pueden ser estáticos, cuando consideran una situación estacionaria de viento, o dinámicos, cuando la dirección e intensidad del viento son variables. Se han propuesto diferentes modelos de estelas a lo largo del tiempo tanto del tipo estático, empezando por el clásico de Jensen (1983) hasta los más modernos propuestos por Frandsen *et al.* (2006) y Bastankhah y Porté-Agel (2014) como mejoras del primero, como también del tipo dinámico, más cercanos en el tiempo, por ejemplo los propuestos por Larsen *et al.* (2008) y Werle (2016).

Los primeros modelos simplificados que se utilizaron para modelar la aerodinámica en las aspas de turbinas eólicas fueron heredados del estudio de hélices propulsoras (Glauert, 1926, 1935). Estos métodos de interferencia están basados en formulaciones integrales de las ecuaciones de la fluidodinámica en la forma de leyes de conservación. La combinación de la ecuación de conservación del momentum en un volumen de control que encierra a la turbina y la denominada teoría del elemento de aspa, da lugar al método de la Teoría del Momentum del Elemento de Aspa (Blade Element Momentum - BEM) ampliamente utilizado en el modelado de turbinas de eje horizontal (Manwell *et al.*, 2002; Burton *et al.*, 2001). Este modelo aerodinámico de orden reducido presenta la ventaja de representar aceptablemente bien la aerodinámica de las turbinas con un costo computacional mínimo ya que resulta ser un modelo algebraico. A pesar de su antigüedad este método sigue recibiendo gran interés por parte de investigadores que proponen modificaciones a fin de mejorar su comportamiento. Lanzafame y Messina (2007) estudiaron diferentes representaciones de los coeficientes aerodinámicos y su efecto al ser aplicados al BEM. Lanzafame y Messina (2012) presentan una forma de incluir el efecto del bombeo centrífugo en el BEM modificando el coeficiente de sustentación. Madsen *et al.* (2007) proponen modificaciones al BEM a partir de comparar resultados de otros modelos aerodinámicos. Dai *et al.* (2011) presentaron un modelo *dynamic stall* de Leishman-Beddoes (Leishman y Beddoes, 1986) modificado en combinación con el BEM. Vaz *et al.* (2011) presentaron un modelo basado en la teoría del BEM para turbinas de eje horizontal tomando en cuenta la influencia de la estela.

Resultados preliminares y aportes del grupo al estudio del problema en cuestión.

En la tesis de doctorado de Cristian Waimann, dirigida por la Dra. Saulo *Desarrollo de un sistema de pronóstico estocástico-dinámico de producción de energía eólica basado en el modelo WRF/CIMA* (Waimann, 2016) se presenta el desarrollo, evaluación, adaptación y documentación de diferentes sistemas de pronósticos de potencia eólica en la región noreste patagónica para plazos de pronóstico de horas a días. Para plazos inferiores a 6 horas se propusieron métodos de pronóstico estadísticos basados en análisis de series temporales, mientras que para plazos superiores los métodos propuestos fueron contruidos combinando las últimas mediciones de potencia eléctrica con pronósticos numéricos de intensidad y dirección del viento. Los resultados de los métodos estadísticos de pronóstico superan el desempeño de modelos de referencia de simple formulación como la persistencia, tanto para la intensidad del viento como para la potencia eléctrica. Los métodos contruidos para plazos superiores también superan al modelo de referencia propuesto aunque los errores medidos a través de

diversos índices normalizados son mayores a los documentados en trabajos para otras regiones del mundo. Otro de los objetivos generales de esta Tesis fue la proposición y evaluación de métodos de pronóstico simplificados basados en la formulación de Wind Power Prediction Tool (WPPT), generalizando espacialmente los modelos propuestos a través de una interpolación derivada del método de Kriging. De esta forma es posible estimar con buen grado de precisión los parámetros que caracterizan los modelos de pronóstico para nuevos sitios, previamente a la construcción de nuevos parques eólicos dentro de la región de estudio, permitiendo pronosticar la potencia eléctrica para estos nuevos parques desde su primer momento de operación. Avances preliminares de esta tesis se presentaron en Waimann *et al.* (2012)

En Navarro *et al.* (2016) se abordó el estudio fluidodinámico de los parques eólicos. Para ello se utilizó el software libre OpenFOAM (Weller *et al.*, 1998) ⁶ de modelado fluidodinámico computacional (CFD). Para la representación de las turbinas se adoptó el modelo reducido de Actuador Discal. En la primera parte, se modeló un experimento de túnel de viento (Krogstad y Eriksen, 2013), con el objetivo de llevar a cabo un estudio de sensibilidad al mallado y realizar una comparación con mediciones de velocidad. Los resultados obtenidos, a partir de este modelo simple de turbina, se ajustaron al flujo dentro del túnel. En la segunda parte, se llevó a cabo una simulación de un parque eólico ubicado en la Patagonia. Datos de mediciones en el mismo se utilizaron tanto para inicializar las variables de entrada como así también para contrastar los resultados de velocidad de viento y potencia obtenidos. De acuerdo con los resultados obtenidos, para las simulaciones del túnel de viento, se pudo llegar a la conclusión de que el modelo de Actuador Discal, con empuje constante, logra describir de manera general la estela, sin poder lograr resolver los detalles cercanos a la turbina. A partir del análisis de sensibilidad de la solución al mallado se definió la densidad mínima de la malla para describir de manera aceptable y con un bajo costo computacional la interferencia generada por la turbina. Con respecto a la simulación del parque eólico real, la descripción de la superposición de estelas coincidió con la reducción de potencia medida de las turbinas aguas abajo. El cálculo de la producción de cada turbina, a partir de los resultados de velocidad de viento y coeficientes de empuje y potencia constantes, resultó acertado para las turbinas que reciben el flujo sin perturbar. Para aquellas que se ubican detrás de la estela, los coeficientes se deberían ajustar para cada turbina en particular.

En Otero y Ponta (2010) se presentó un código de simulación de sólidos unidimensionales para vigas de secciones complejas no homogéneas especialmente concebido para simular aspas de turbinas eólicas. Este código permite representar la estructura interna de las aspas con alto grado de precisión pero con reducido costo computacional. Esto se logra gracias a la descomposición del problema estructural tridimensional en dos problemas: un problema bidimensional sobre cada una de las secciones representativas, que condensa las propiedades de la sección en las matrices de rigidez e inercia de la viga, y un problema unidimensional sobre la línea de referencia de las vigas. El primer problema resulta en un sistema de ecuaciones lineales que se resuelve una sola vez para cada sección al inicio de la simulación. El segundo problema resulta no lineal pero al ser unidimensional su costo computacional resulta manejable. Este problema presenta variación temporal que se resuelve integrando un sistema de ecuaciones diferenciales ordinarias. También resulta en una versión simplificada en el caso de análisis de estados estacionarios que se resuelve utilizando métodos para ecuaciones no lineales.

En Ponta *et al.* (2016) se presentó un modelo aerodinámico de interferencia, denominado

⁶<http://www.openfoam.com>

DRD-BEM (Dynamic Rotor Deformation – Blade Element Momentum), que es una versión mejorada del clásico modelo aerodinámico basado en la teoría de la cantidad de movimiento del elemento de aspa. Este modelo aerodinámico, a diferencia del modelo clásico, toma en consideración las posibles grandes deformaciones de las aspa a través de un acoplamiento con el modelo mencionado en el párrafo anterior y considera configuraciones iniciales de las aspas con torsión y curvaturas sumadas a ángulos arbitrarios de conicidad del rotor. Al tomar en cuenta la configuración deformada de las aspas de la turbinas en el cálculo de la aerodinámica cercana este método resulta un avance fundamental para el estudio de las turbinas eólicas del futuro que al ser de una escala mucho mayor tendrán aspas mucho más flexibles en comparación con las de la generación actual.

Utilizando los modelos mencionados anteriormente actuando en forma acoplada se estudió el comportamiento en distintas situaciones de funcionamiento de un diseño conceptual de aspa propuesto por el National Renewable Energy Laboratory de Estado Unidos cuyas características se encuentran publicadas en la literatura científica a modo de caso base de prueba (Jonkman *et al.*, 2009). Como primeros resultados de este estudio se publicó:

- el análisis del comportamiento aeroelástico y dinámico en estado estacionario del aspa base en condiciones nominales de funcionamiento, en Otero *et al.* (2012).
- un análisis de configuraciones alternativas en el diseño geométrico de las aspas a fin de mejorar la estabilidad aerodinámica, en Lago *et al.* (2013).

En colaboración con el Dr. Roberto Sosa, del Laboratorio de Fluidodinámica de la Facultad de Ingeniería de la UBA, y dos estudiantes de ingeniería mecánica se desarrolló un modelo a escala de turbina eólica para realizar experimentos físicos en túneles de viento. Con este desarrollo se realizaron ensayos físicos y modelización numérica de rotores a escala de manera de comparar el desempeño de los modelos respecto de los experimentos. Los resultados de dicho trabajo fueron presentados en Schupbach *et al.* (2012); Gagliano *et al.* (2012); Schupbach *et al.* (2011).

Construcción de la hipótesis y justificación general de la metodología de trabajo.

La consideración de los detalles locales específicos del flujo en la capa límite atmosférica es crítico para realizar las predicciones de viento a corto plazo necesarias para pronosticar la potencia eólica generada. De lo expuesto se deduce que es imprescindible trabajar en la modelización de la interacción en escalas que van desde la circulación sinóptica en la región donde se ubican los parques, considerando las características atmosféricas locales, hasta el flujo alrededor de las turbinas y, de ser posible, incorporar la dinámica del comportamiento de las mismas.

Dada la complejidad de los fenómenos a estudiar, es imposible realizar experimentos físicos, salvo para situaciones puntuales generalmente asociadas a problemas simplificados, por lo que la única opción realizable es utilizar simulación computacional para realizar la experimentación en forma numérica. Dada la gran cantidad de grados de libertad necesarios, una simulación realista utilizando los modelos descriptos en los puntos mencionados anteriormente deberá llevarse a cabo en sistemas de cómputo en paralelo, en máquinas multiprocesador o multinúcleo con memoria tanto distribuida como compartida, donde el problema pueda dividirse en varias unidades de procesamiento. Algunos de los modelos a utilizar cuentan con implementaciones en estos entornos, particularmente WRF y OpenFOAM, por lo que el

acoplamiento con otros métodos deberá realizarse bajo este paradigma. Además, los modelos que deban ser concebidos desde el inicio, también serán desarrollados bajo este paradigma. El CSC-CONICET, lugar donde llevará acabo el proyecto, hospeda y administra el cluster computacional TUPAC (<http://tupac.conicet.gov.ar/>). En la actualidad, éste es el cluster con mayor capacidad de cómputo del país. Con 4096 núcleos paralelos de procesamiento y 72TB de espacio de almacenamiento, es la herramienta adecuada para encarar este proyecto.

El plan de doctorado de la Lic. Ma. Laura Mayol está focalizado en el modelado de parques eólicos en base a métodos de pronóstico numérico del clima, línea de trabajo que se emparenta perfectamente con el objetivo relacionado con dichos métodos. El plan de doctorado del Ing. Gonzalo Navarro Díaz se focaliza en el modelado aerodinámico de parques eólicos utilizando técnicas CFD y modelos de orden reducido de turbinas eólicas. Este plan está íntimamente ligado a los objetivos en las mencionadas áreas. La dirección de ambos doctorandos es compartida por la Dra. Celeste Saulo y el Dr. Alejandro Otero, investigador responsable de este proyecto. El plan de doctorado del Ing. Maximiliano Véliz, dirigido por el Dr. Otero, está centrado en el modelado de componentes mecánicos y eléctricos de turbinas eólicas. La tesis de licenciatura de Florencia Lazzari, apunta a desarrollar modelos reducidos de estelas de turbinas eólicas. De manera que las diferentes áreas del proyecto están asociadas a un referente en el grupo de colaboradores y dirigidas o codirigidas por el investigador responsable.

Además, se colaborará con el Dr. Roberto Sosa, del Laboratorio de Fluidodinámica de la Facultad de Ingeniería de la UBA y el estudiante de ingeniería mecánica Martín Gold para validar experimentalmente en los túneles de viento de dicha institución los modelos numéricos a desarrollar en base a casos simplificados de laboratorio. Esta colaboración redundará en un enriquecimiento tanto del lado de los modelos numéricos desarrollados en este proyecto como en la configuración de la experimentación física.

Tipo de diseño de investigación y métodos.

A continuación se describen las tareas asociadas a cada uno de los objetivos específicos del proyecto.

1. Estudio y regionalización de modelos de pronóstico numérico del tiempo (NWP):

En el desarrollo de este objetivo particular, se trabajará con el modelo WRF en muy alta resolución (i.e. resolución de grilla de 1 km o menos), hasta llegar a escalas horizontales características de lo que se denomina *Large Eddy Simulation (LES)* con resolución de 100m mediante anidados múltiples. El WRF es un modelo que incluye una gran diversidad de opciones de parametrizaciones físicas (para el tratamiento de la capa límite planetaria, la radiación, la microfísica de nubes, entre otros) y ha sido diseñado para su uso como herramienta tanto de pronóstico como de investigación, lo cual lo hace particularmente adecuado para este plan de trabajo. Las corridas con este modelo se llevarán a cabo en workstations en la etapa de desarrollo y prueba para pasar a realizar las corridas más demandantes en la supercomputadora Tupac. Las tareas a desarrollar incluyen:

- 1.1 **Revisión Bibliográfica** sobre las distintas representaciones del efecto de turbinas y parques eólicos en las ecuaciones del modelo y sobre las distintas configuraciones adecuadas para la simulación de flujo de capas bajas en las regiones de interés. En todos

los casos los modelos deberán ser ajustados a las características regionales del recurso. Se estudiarán las características locales del flujo atmosférico en las regiones de interés eólico a fin de configurar los modelos. Las parametrizaciones utilizadas para este fin responden a diferentes enfoques según Fitch *et al.* (2012):

- a) Parametrización explícita directa del efecto de las turbinas individuales en un modelo de flujo local.
- b) Tratamiento explícito del arrastre y mezcla turbulenta en altura representando un conjunto de turbinas en modelos regionales o de mesoescala.
- c) Parametrización implícita a través de una rugosidad aerodinámica superficial aumentada para representar el impacto general de los parques eólicos en escalas sinópticas y globales.

1.2 Recopilación y análisis de datos de torres anemométricas instaladas en parques eólicos. A través de un convenio entre CAMMESA y el CIMA-CONICET, por intermedio de la Dra. Saulo, se cuenta con datos de mediciones de viento en torres meteorológicas instaladas en 2 parques eólicos de la Patagonia. Además, en el futuro cercano se prevé la instalación de una cantidad importante de parques cuyos datos también podrán ser fruto de análisis. Estos datos deberán ser cotejados con el reanálisis de datos atmosféricos⁷.

1.3 Realización de experimentos idealizados con WRF en modo de inicialización homogénea (es decir, comenzando con un dato de radiosondeo para determinar la condición inicial) en alta resolución en dominios del orden de 200 km x 200 km cubriendo las zonas de interés. Se realizarán simulaciones con una longitud temporal de entre 6 y 12 horas, dependiendo de la situación sinóptica seleccionada. Estos experimentos contribuirían a que se determinen las configuraciones del modelo que mejor responden frente a este tipo de situaciones y ajustando el modelo a las características locales. Se comprobará la calidad de la simulación de viento en capas bajas (y otros parámetros meteorológicos) empleando datos de superficie en la región de estudio y los datos compilados en 1.2.

1.4 Estudio de la representación de las turbinas en diferentes escalas dentro del WRF. Diseño experimental de corridas realistas seleccionadas en base a 1.2 y 1.3. Modelado del efecto de los parques eólicos mediante WRF con retículas anidadas utilizando diferentes parametrizaciones propuestas en la bibliografía tal que se llegue a resolver el efecto de las turbinas de un parque eólico sobre el flujo en capas bajas. En todos los casos, las instancias que representen las turbinas deberán ser capaces de reportar la potencia instantánea generada por la turbina o el parque de acuerdo al nivel descriptivo. Se comparará el comportamiento predicho por WRF con resultados de comportamiento de parques eólicos reales, y se ajustarán los parámetros de los modelos y las simulaciones de manera de mejorar la solución.

1.5 Estudio de la interacción del parque eólico con el flujo atmosférico a partir de un experimento en el que se excluya la presencia del parque eólico y su comparación con los experimentos realizado en 1.4 en situaciones atmosféricas típicas. De esta forma se podrán establecer los efectos de la presencia de los parques en su entorno y sobre otros parques.

⁷<https://reanalyses.org/>

- 1.6 **Interfases a otros modelos.** Una vez calibrado el modelo WRF para simular situaciones en las regiones de interés, se utilizará el modelo para obtener condiciones iniciales y externas para los modelos a estudiar y desarrollar en los siguientes objetivos, siendo este modelo el que proveerá las condiciones atmosféricas reales para dichos modelos. Para ello se deberán generar medios para compartir información desde el WRF a los otros modelos de manera eficiente y rápida.

2. **Análisis de métodos de resolución numérica de las ecuaciones diferenciales de la fluidodinámica aplicados a la simulación de parques eólicos:**

En el desarrollo de este objetivo particular se trabajará con el código de software libre, basado en esquemas de volúmenes finitos OpenFOAM⁸ como primera opción. De esta manera se contará con un software con amplias funcionalidades adaptado a entornos de computo de alto desempeño. Además este software cuenta con algunas implementaciones elementales de modelos reducidos de turbinas eólicas que servirán de base para la integración de los mismos en el objetivo 4. Las corridas con este modelo se llevarán a cabo en workstations en la etapa de desarrollo y prueba para pasar a realizar las corridas más demandantes en la supercomputadora Tupac. También se prevé la alternativa de utilizar el software *Alya*⁹, desarrollado por el Barcelona Supercomputing Center¹⁰, con el cuál el CSC-CONICET tiene un convenio de colaboración. Este software fue específicamente diseñado para aplicaciones en sistemas de computo de alto desempeño. Las tareas a desarrollar incluyen:

- 2.1 **Revisión Bibliográfica** sobre las distintos métodos de la fluidodinámica computacional (CFD) implementados en los códigos de simulación y evaluación de su aplicabilidad a los problemas a estudiar. En este sentido se evaluarán las implementaciones de las distintas formas de aproximar las ecuaciones de Navier–Stokes en problemas estacionarios y transitorios, así como los distintos modelos de turbulencia disponibles.
- 2.2 **Desarrollos de interfases con modelos NWP** para obtención de las condiciones iniciales y de contorno de los casos a simular. Se generarán metodologías de comunicación en tiempo de ejecución entre los distintos códigos de manera que los NWP provean las condiciones para realizar la experimentación en los CFD. De esta manera con los códigos CFD se prevé alcanzar resoluciones mayores a las que normalmente pueden utilizarse en los NWP. Además los códigos CFD tienen mayor flexibilidad en la descripción de la topografía que los NWP. Más allá de la comunicación, el desafío en este caso será el mapeo de los resultados obtenidos por el WRF, generalmente en una grilla regular en coordenadas sigma p, y la grilla utilizada por el CFD la que puede ser no uniforme y no regular. Este mapeo será necesario tanto para las condiciones iniciales como para las condiciones de borde del CFD. En el caso de problemas transitorios incluso estas últimas podrían ser dependientes del tiempo.
- 2.3 **Estudio de la representación de las turbinas con distinto grado de complejidad dentro del CFD.** Se implementarán los modelos reducidos de turbinas analizados en el objetivo 4 dentro del código CFD. Estas implementaciones deberán mantener las características de eficiencia y escalabilidad de los códigos no degradando su desempeño al aumentar el tamaño del problema (simulación de mayor cantidad de turbinas) pa-

⁸<http://www.openfoam.com>

⁹<http://bsccase02.bsc.es/alya/overview/>

¹⁰<http://www.bsc.es/>

ra garantizar la simulación de problemas realistas en entornos de computación de alto desempeño. Se evaluará la calidad de la solución obtenida por distintos modelos reducidos y se comparará el costo computacional.

2.4 Validación de los resultados obtenidos por los códigos CFD. En primer lugar se utilizarán problemas simplificados (flujo en un túnel de viento) para ajuste de los modelos simulando una o unas pocas turbinas. Se compararán los resultados de los modelos con resultados publicados en la literatura científica. Se han publicados resultados tanto de experimentación numérica como física en túneles de viento de este tipo de problemas. También mediante la colaboración con el grupo del Laboratorio de Fluidodinámica de la FIUBA se diseñarán experimentos para ser realizados en el túnel de viento de dicho grupo que puedan ser reproducidos por la simulación. De esta manera se realimentará tanto el estudio experimental como el numérico. En segunda instancia, se contrastarán los resultados de simulaciones de parques eólicos reales. En este caso se utilizarán como fuentes resultados publicados en la literatura científica y las mediciones en parque eólicos ubicados en nuestro país.

2.5 Desarrollo de interfases a otros modelos. Más allá de su utilidad para simular el efecto de las turbinas en el flujo mediante su acoplamiento con los modelos reducidos, los modelos CFD se utilizarán para simular el flujo externo en la región de los parques a partir de las condiciones brindadas por el NWP. Los resultados de estas simulaciones podrán ser utilizadas como condiciones de entrada para los modelos estudiados en los objetivos 3 y 5. Para ello será necesario generar una metodología de comunicación en tiempo de ejecución que funcione como interfase de los modelos.

3. Estudio e implementación de modelos de representación simplificada de las estelas de las turbinas:

En este objetivo se estudiarán diversos modelos desarrollados para representar el comportamiento de las estelas de manera simplificada. Se implementarán los modelos de manera que puedan ser ejecutados en entornos de computación de alto desempeño de forma acoplada con los desarrollos de los demás objetivos de este proyecto. Las tareas a desarrollar incluyen:

3.1 Revisión Bibliográfica sobre las distintos métodos de modelado de las estelas en adición a la bibliografía mencionada en el estado del arte del proyecto. Especialmente se recopilará información sobre las técnicas para representar la interacción entre las estelas.

3.2 Desarrollos de interfases con modelos NWP y CFD para obtención de las condiciones iniciales y de flujo externo de los casos a simular. Se generarán metodologías de comunicación en tiempo de ejecución entre los distintos códigos de manera que los NWP y/o CFD provean las condiciones para los modelos de estelas. De esta manera se prevé obtener representaciones de las estelas de turbinas a un bajo costo computacional.

3.3 Implementación de modelos de estelas. Se implementarán distintos modelos propuestos en la literatura científica, y se evaluarán desde el punto de vista de su capacidad descriptiva, su costo computacional y su capacidad de acoplamiento con modelos NWP y CFD. Se espera que estos modelos puedan proveer una solución rápida, de bajo costo computacional y cualitativamente aceptable para determinadas aplicaciones.

- 3.4 Análisis de esquemas de representación de la interacción entre distintas estelas.** Uno de los puntos cruciales al utilizar estos modelos simplificados de estelas de turbinas es cómo representar la interacción de las estelas entre sí y con obstáculos como la superficie terrestre. Se analizarán distintas metodologías propuestas en la literatura y se implementarán en conjunto con los modelos definidos en la tarea 3.3.
- 3.5 Validación de los resultados.** Se utilizarán la misma metodología que en la tarea 2.4 para validar los resultados obtenidos por medio de estos modelos en los casos que sea posible. Además, se utilizarán resultados obtenidos mediante simulaciones realizadas utilizando los métodos mencionados en los objetivos 1 y 2, para generar casos de prueba y validar de manera interrelacionada las 3 metodologías.
- 3.6 Desarrollo de interfases a otros modelos.** Los resultados de estas modelos reducidos de estelas podrán ser utilizadas como condiciones de entrada para los modelos estudiados en los objetivos 4 y 5. Para ello será necesario generar una metodología de comunicación en tiempo de ejecución que funcione como interfase de los modelos.

4. Análisis de modelos de orden reducido de la aerodinámica de turbinas:

Mediante el uso de modelos de orden reducido que representan la aerodinámica en el entorno cercano a las turbinas, se puede modelar el efecto de las turbinas sobre el flujo atmosférico de manera de incluir dicho efecto en los modelos estudiados en los objetivos 1, 2 y 3. En todos los casos, las instancias que representen la aerodinámica de las turbinas deberán ser capaces de reportar la potencia instantánea generada por cada turbina. Las tareas a desarrollar incluyen:

- 4.1 Revisión Bibliográfica** sobre los distintos modelos reducidos de turbinas eólicas complementando la bibliografía mencionada en el estado del arte del proyecto.
- 4.2 Desarrollo de modelos de orden reducido** que representen la aerodinámica de las turbinas con diversa complejidad y capacidad descriptiva. Se implementarán los modelos seleccionados en base a la tarea 4.1 de manera que puedan ser acoplados con los modelos NWP, CFD o los modelos de estelas. En este caso se respetará al máximo la estructura de los códigos NWP y CFD de manera de deteriorar lo menos posible la eficiencia de ejecución de los mismos. Se deberá tener especial cuidado pensando principalmente en la ejecución en entornos de alto desempeño.
- 4.3 Validación de las implementaciones** de los modelos con casos simplificados que permitan verificar su desempeño. En este caso se recurrirá a resultados analíticos publicados en la literatura para verificar la solución provista por los modelos.
- 4.4 Evaluación de la sensibilidad de los modelos** a la velocidad de referencia del flujo y a las regiones de aplicación de las fuerzas equivalentes. Todos los modelos reducidos propuestos en la literatura necesitan como dato de entrada, además de las características de las turbinas reales, la velocidad del fluido. Este dato debe ser obtenido de los modelos *externos*: NWP, CFD o los modelos de estelas. En esta tarea se evaluará los efectos de tomar este dato de distintas ubicaciones respecto del área de la turbina representada. Esto implicará considerar distintos puntos, y distintas ponderaciones de los valores en los mismos, en las grillas de los modelos NWP y CFD. Los modelos de estelas al proveer soluciones aproximadas analíticas permiten tomar este dato en una región continua del espacio que envuelve a las turbinas. Por otro lado, la forma de ubicar las fuerzas

equivalentes que afectan el flujo en los modelos NWP y CFD también será responsable de distintos resultados en las simulaciones. Esto también será estudiado mediante un análisis de sensibilidad.

- 4.5 **Incorporación de modelos reducidos a los métodos anteriores.** Esta tarea es el complemento desde el punto de vista de este objetivo de las tareas 1.4, 2.3 y 3.6. En esta tarea representa la adecuación de la formulación de los distintos modelos reducidos de turbinas en los tres tipos de modelos detallados en los respectivos objetivos. Una visión integrada de este esfuerzo permitirá trasladar las experiencias del trabajo con un tipo de modelo a los demás.
- 4.6 **Interfase con otros modelos.** Los resultados de estas modelos reducidos podrán ser utilizadas como condiciones de entrada para los modelos estudiados en el objetivos 5. Para ello será necesario generar una metodología de comunicación en tiempo de ejecución que funcione como interfase de los modelos.

5. Desarrollo de modelado multicomponente estructural, mecánico y eléctrico de las turbinas:

Las turbinas eólicas están compuestas por muchos componentes, el comportamiento de los cuales afecta la dinámica de las mismas. En este objetivo se propone analizar el efecto de los componentes de las turbinas para incluirlo en el análisis de su comportamiento. Siguiendo la filosofía general propuesta en este proyecto estos componentes deberán ser simulados mediante modelos de baja complejidad de manera de poder hacer frente al estudio de parques eólicos completos. Las tareas a desarrollar incluyen:

- 5.1 **Desarrollo de modelos que simulen el comportamiento estructural, mecánico y eléctrico de las turbinas.** Se buscará modelar las partes altamente deformables (aspas, torres, etc.), las partes mecánicas (transmisión, sistemas de soporte y posicionamiento, etc.) y las partes eléctricas (generador, sistema de control, etc.) mediante modelos de bajos costo computacional que capturen las características principales de su dinámica. Estos modelos serán implementados de manera compatible con las implementaciones mencionadas anteriormente. Actualmente se cuenta con un modelo para describir el comportamiento de los componentes deformables como aspas y torre (Otero y Ponta, 2010). En la literatura se encuentran diversos modelos para los componentes mecánicos y eléctricos que serán evaluados con el fin de ser integrados en las herramientas de simulación. Estos modelos serán validados con resultados provistos en la literatura.
- 5.2 **Acoplamiento de los modelos multicomponentes con modelos aerodinámicos.** La interacción de los modelos multicomponentes con modelos de la aerodinámica cercana en las turbinas permitirá estudiar el efecto de la dinámica de las diferentes partes de las turbinas en el comportamiento aerodinámico de las mismas y el efecto de las distintas situaciones aerodinámicas en las solicitaciones sobre los distintos componentes de las turbinas. Un aporte en este sentido es el trabajo realizado en Ponta *et al.* (2016) donde se acopla el modelo estructural de componentes deformables con un modelo de la aerodinámica cercana de las turbinas. En este caso, se propone acoplar estos modelos además con los modelos de orden reducido descritos en el objetivo 4. La implementación de estos modelos acoplados se realizará de manera tal de poder trabajar

en conjunto con los modelos NWP, CFD y de estelas.

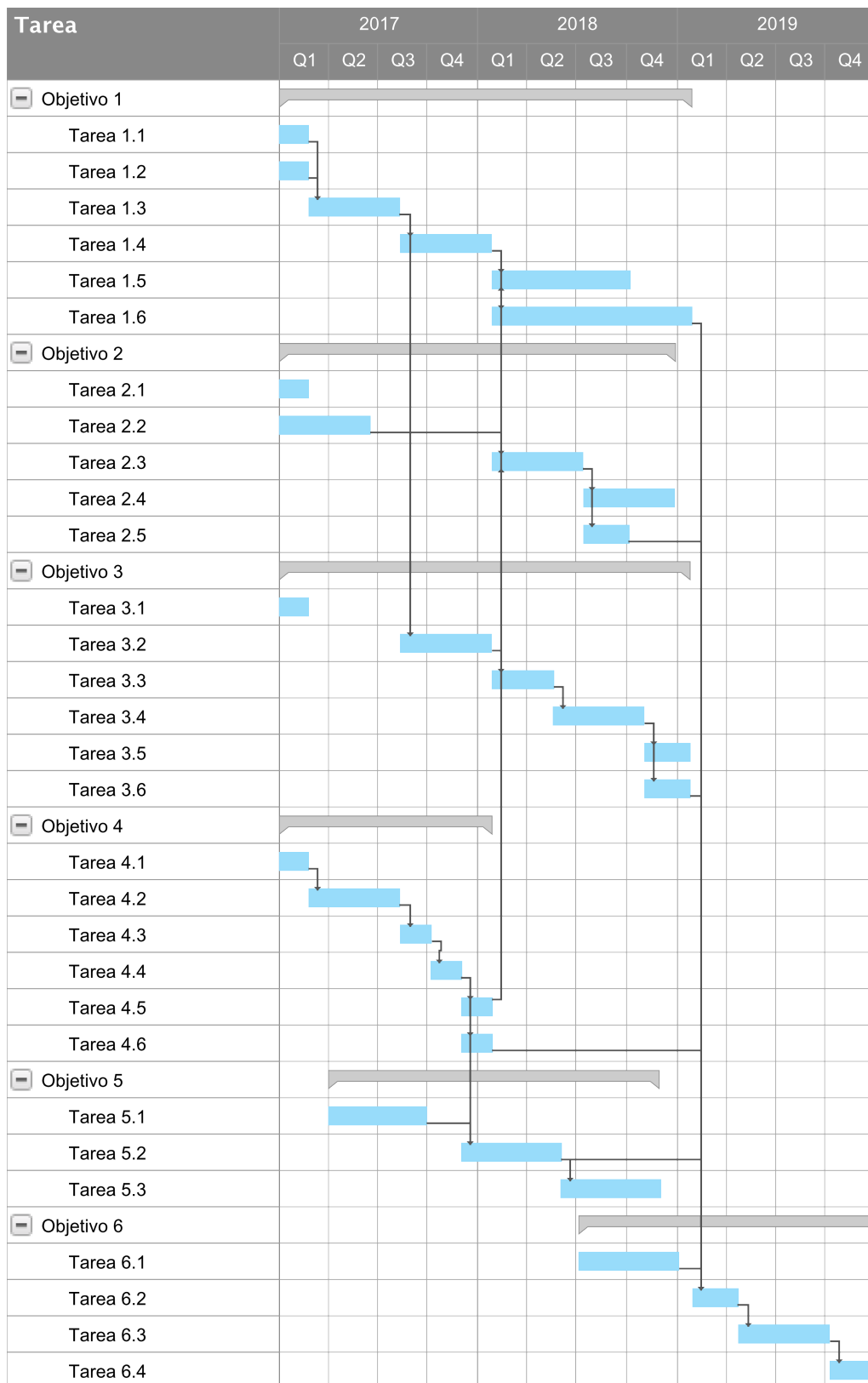
- 5.3 Estudio de sensibilidad de la influencia de características estructurales, mecánicas y eléctricas en la generación de energía.** Se estudiará cual es el grado de incidencia que las características de los componentes de las turbinas tienen sobre la generación de energía eléctrica (por ejemplo, la deformación de las aspas puede tener efectos positivos sobre la generación en el caso de rotores con conicidad hacia adelante ya que aumenta el área de captación). Este análisis de sensibilidad resultará de utilidad para identificar cuales componentes es importante considerar en determinados análisis, descartando aquellos cuyo aporte al comportamiento estudiado sea despreciable.

6. Estudio comparativo de las soluciones propuestas anteriormente:

En este objetivo se condensan los esfuerzos de los objetivos anteriores. Se busca ponderar la precisión y el costo computacional de las distintas combinaciones de los modelos estudiados y desarrollados. Con las herramientas desarrolladas se estudiará la influencia de las turbinas eólicas en la circulación atmosférica, con el fin de evaluar en qué medida los parques eólicos podrían afectar el tiempo y el clima a escala local. Las tareas a desarrollar incluyen:

- 6.1 Planteo de casos de estudio.** Se plantearán diversos casos de estudio para comparar las variantes de modelos desarrollados. Estos casos de estudio incluirán tanto casos simplificados de laboratorio (ensayos en túnel de viento) como situaciones típicas en las regiones de interés eólico. Los casos de laboratorio se seleccionarán de la literatura preponderando aquellos con mayor riqueza en el reporte de datos. También se incluirán casos cuya experimentación realice el grupo de colaboradores de la FIUBA. Los casos basados en situaciones típicas reales se elegirán en base al estudio realizado en 1.2.
- 6.2 Identificación de las posibles combinaciones de modelos desarrollados.** Dada la variedad de modelos propuestos a ser estudiados y sus diferentes alcances, se seleccionarán las combinaciones de los mismos capaces de simular los casos propuestos en 6.1.
- 6.3 Análisis de Casos y ponderación de los modelos.** Se simularán los casos planteados en 6.1 utilizando los modelos seleccionados en 6.2. En cada caso se evaluará cuantitativamente la precisión de los resultados utilizando medidas acordes al tipo de resultados disponibles y se medirá el costo computacional requerido. Estos resultados se clasificarán de manera de contar con una herramienta que permita identificar el conjunto de modelos más adecuado de acuerdo a los requerimientos de cada aplicación particular asociada al estudio de generación eólica.
- 6.4 Estudio del efecto de los parques eólicos en su entorno.** Se seleccionará un conjunto con las situaciones típicas más frecuentes en el área de estudio y en estas situaciones se analizará cómo la presencia de los parques eólicos afecta el desempeño de otros parques eólicos cercanos y el medioambiente que lo rodea. Este estudio se llevará a cabo utilizando algunos de los modelos clasificados comparando los resultados de modelos de distinta capacidad descriptiva.

Cronograma de trabajos.



Referencias

- M. Adams y D. Keith. A wind farm parameterization for wrf. En *Proceedings of the 8th WRF users workshop*. 2007.
- M. Bastankhah y F. Porté-Agel. A new analytical model for wind-turbine wakes. *Renewable Energy*, 70:116 – 123. 2014. Special issue on aerodynamics of offshore wind energy systems and wakes.
- Y. Bazilevs; M. Hsu; I. Akkerman; S. Wright; K. Takizawa; B. Henicke; T. Spielman y T. Tezduyar. 3d simulation of wind turbine rotors at full scale. part i: Geometry modeling and aerodynamics. *International Journal for Numerical Methods in Fluids*, 65:207 – 235. 2011a.
- Y. Bazilevs; M. Hsu; I. Akkerman; S. Wright; K. Takizawa; B. Henicke; T. Spielman y T. Tezduyar. 3d simulation of wind turbine rotors at full scale. part ii: Fluid–structure interaction modeling with composite blades. *International Journal for Numerical Methods in Fluids*, 65:236 – 253. 2011b.
- T. Burton; D. Sharpe; N. Jenkins y E. Bossanyi. *Wind Energy Handbook*. Wiley, Chichester, UK. 2001.
- J. Dai; Y. Hu; D. Liu y X. Long. Aerodynamic loads calculation and analysis for large scale wind turbine based on combining BEM modified theory with dynamic stall model. *Renewable Energy*, 36(3):1095 – 1104. 2011.
- V. A. Deorio y C. F. J. Murray. *Wind resource assessment handbook*. nysenda, New York, USA. 2010.
- A. C. Fitch; J. B. Olson; J. K. Lundquist; J. Dudhia; A. K. Gupta; J. Michalakes y I. Barstad. Local and mesoscale impacts of wind farms as parameterized in a mesoscale nwp model. *Monthly Weather Review*, 140(9):3017–3038. 2012.
- A. M. Foley; P. G. Leahy; A. Marvuglia y E. J. McKeogh. Current methods and advances in forecasting of wind power generation. *Renewable Energy*, 37(1):1–8. 2012.
- S. Frandsen; R. Barthelmie; S. Pryor; O. Rathmann; S. Larsen; J. Højstrup y M. Thøgersen. Analytical modelling of wind speed deficit in large offshore wind farms. *Wind Energy*, 9(1-2):39–53. 2006.
- F. Gagliano; D. Schupbach; A. D. Otero y R. Sosa. Ensayo de rotores eólicos en pequeña escala. En *Anales III CAIM 2012*, págs. D–24. Editorial CEIT - Centro de Estudiantes Ingeniería Tecnológica. III Congreso Argentino de Ingeniería Mecánica (III CAIM 2012), Buenos Aires, Argentina. 2012.
- G. Giebel; R. Brownsword; G. Kariniotakis; M. Denhard y C. Draxl. *The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power: A Literature Overview, 2nd edition*. ANEMOS.plus. 2011. Project funded by the European Commission under the 6th Framework Program, Priority 6.1: Sustainable Energy Systems.
- H. Glauert. *A general theory of the autogyro*. Aeronautical Research Committee – HM Stationery Office. 1926.

- H. Glauert. Airplane propellers. En *Aerodynamic theory*, págs. 169–360. Springer. 1935.
- N. Jensen. A note on wind turbine interaction. *Risoe National Laboratory, Roskilde, Denmark, Technical Report No. M-2411*. 1983.
- J. Jonkman; S. Butterfield; W. Musial y G. Scott. Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development. Inf. Téc. NREL/TP-500-38060, National Renewable Energy Laboratory. 2009.
- R.-E. Keck. A numerical investigation of nacelle anemometry for a {HAWT} using actuator disc and line models in {CFX}. *Renewable Energy*, 48:72 – 84. 2012. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.04.004>.
- P. Krogstad y P. E. Eriksen. “blind test” calculations of the performance and wake development for a model wind turbine. *Renewable Energy*, (50):325 – 333. 2013.
- L. I. Lago; F. L. Ponta y A. D. Otero. Analysis of alternative adaptive geometrical configurations for the NREL-5 MW wind turbine blade. *Renewable Energy*, 59:13 – 22. 2013.
- R. Lanzafame y M. Messina. Fluid dynamics wind turbine design: Critical analysis, optimization and application of BEM theory. *Renewable Energy*, 32(14):2291 – 2305. 2007.
- R. Lanzafame y M. Messina. BEM theory: How to take into account the radial flow inside of a 1-d numerical code. *Renewable Energy*, 39(1):440 – 446. 2012.
- G. C. Larsen; H. A. Madsen; K. Thomsen y T. J. Larsen. Wake meandering: a pragmatic approach. *Wind Energy*, 11(4):377–395. 2008.
- J. Leishman y T. Beddoes. A generalised model for airfoil unsteady aerodynamic behaviour and dynamic stall using the indicial method. En *42nd. Annual Forum of the American Helicopter Society, Washington D. C.* 1986.
- H. A. Madsen; R. Mikkelsen; S. Øye; C. Bak y J. Johansen. A detailed investigation of the blade element momentum (bem) model based on analytical and numerical results and proposal for modifications of the bem model. En *Journal of Physics: Conference Series*, tomo 75, pág. 012016. IOP Publishing. 2007.
- J. F. Manwell; J. G. McGowan y A. L. Rogers. *Wind energy explained: Theory, design and application*. Wiley, Chichester, UK. 2002.
- D. C. Martínez. Development of a wake model for wind farms based on open source CDF solver. strategies on parabolization and turbulence modeling. *Universidad Politécnica de Madrid*, pág. 112. 2013.
- G. P. Navarro; A. C. Saulo y A. D. Otero. Simulación CFD de las estelas producidas por generadores eólicos mediante modelos reducidos. *3er Congreso Argentino de Ingeniería (CADI)*. 2016.
- A. D. Otero y F. L. Ponta. Structural analysis of wind-turbine blades by a generalized Timoshenko beam model. *Journal of Solar Energy Engineering*, 132(1):011015. 2010.

- A. D. Otero; F. L. Ponta y L. I. Lago. Structural analysis of complex wind turbine blades: Flexo-torsional vibrational modes. En R. Carriveau, editor, *Advances in Wind Power*. InTech. 2012.
- F. L. Ponta; A. D. Otero; L. I. Lago y A. Rajan. Effects of rotor deformation in wind-turbine performance: The Dynamic Rotor Deformation Blade Element Momentum model (DRD-BEM). *Renewable Energy*, 92:157 – 170. 2016.
- B. Sanderse. Aerodynamics of wind turbine wakes, literature review. *Eergy research Center of the Netherlands*, (46). 2009.
- J. L. Sawin; K. Seyboth y F. Sverrisson. Energías renovables 2016, reporte de la situación mundial, hallazgos claves 2016. SECRETARIADO DE REN21. 2016.
- D. Schupbach; F. Gagliano; A. D. Otero y R. Sosa. Construcción y validación de un equipo para ensayo de rotores eólicos en pequeña escala. En *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, tomo 15, págs. 06.15–06.22. ASADES. XXXIV Reunión de Trabajo de Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente, Rio Hondo, Santiago del Estero, Argentina. 2011.
- D. Schupbach; F. Gagliano; R. Sosa y A. D. Otero. Desarrollo de un rotor eólico experimental a escala y su ensayo en túnel de viento. II Congreso Latinoamericano de Ingeniería del Viento (CLIV2), La Plata, Argentina. 2012.
- W. Shen; J. Sørensen y J. Zhang. *Actuator surface model for wind turbine flow computations*. 2007. CD room.
- M. Singer; J. Mirocha; J. Lundquist y J. Cleve. Implementation and assessment of turbine wake models in the weather research and forecasting model for both mesoscale and large-eddy simulation. En *International Symposium on Computational Wind Engineering, Chapel Hill, NC, May*, págs. 23–27. 2010.
- W. Skamarock; J. B. Klemp; J. Dudhia; D. O. Gill; D. M. Barker; M. G. Duda; X.-Y. Huang; W. Wang y J. G. Powers. A description of the advanced research wrf version 3. Inf. Téc. Note NCAR/TN-475+STR. 2008.
- N. Sørensen y W. Shen. Numerical modeling of wind turbine wakes. *Journal of Fluids Engineering*, págs. 393–399. 2002.
- J. R. P. Vaz; J. T. Pinho y A. L. A. Mesquita. An extension of BEM method applied to horizontal-axis wind turbine design. *Renewable Energy*, 36(6):1734 – 1740. 2011.
- P. Volker; J. Badger; A. N. Hahmann y S. Ott. Wind farm parametrization in the mesoscale model wrf. En *EWEA 2012-European Wind Energy Conference & Exhibition*. 2012.
- P. Volker; J. Badger; A. N. Hahmann y S. Ott. The explicit wake parametrisation v1. 0: a wind farm parametrisation in the mesoscale model wrf. *Geoscientific Model Development*, 8(11):3715–3731. 2015.
- C. Waimann. *Desarrollo de un sistema de pronóstico estocástico-dinámico de producción de energía eólica basado en el modelo WRF/CIMA*. Tesis Doctoral, Universidad de Buenos

- Aires, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Departamento de Ciencias de la Atmósfera y los Océanos. 2016.
- C. Waimann; C. Saulo y J. Ruiz. Generación de viento en capas bajas a partir del modelo wrf/cima para su aplicación a la explotación de energía eólica. En *Actas del Congreso Internacional de Ciencia y Tecnología Ambiental, y I Congreso Nacional de la Sociedad Argentina de Ciencia y Tecnología Ambiental*, pág. 6. Mar del Plata. 2012.
- H. G. Weller; G. Tabor; H. Jasak y C. Fureby. A tensorial approach to computational continuum mechanics using object-oriented techniques. *Computers in physics*, 12(6):620–631. 1998.
- M. J. Werle. Another engineering wake model variant for horizontal axis wind turbines. *Wind Energy*, 19(2):279–299. 2016.