



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

ANÁLISIS COMPARATIVO DE GENERACIÓN DE ENTROPÍA Y POTENCIA
MECÁNICA EN CONFIGURACIONES DE EMPLAZAMIENTO DE TURBINAS EÓLICAS
DE EJE VERTICAL

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN MECÁNICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL MECÁNICO

GABRIEL ESTEBAN CORTÉS GUAJARDO

PROFESOR GUÍA:
WILLIAMS CALDERÓN MUÑOZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ANDRÉS DÍAZ ALARCÓN
RUBÉN FERNÁNDEZ URRUTIA

SANTIAGO DE CHILE
2018

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE: Ingeniero Civil Mecánico y grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Mención Mecánica
POR: Gabriel Esteban Cortés Guajardo
FECHA: Enero 2018
PROF. GUÍA: Williams Calderón Muñoz

ANÁLISIS COMPARATIVO DE GENERACIÓN DE ENTROPÍA Y POTENCIA MECÁNICA EN CONFIGURACIONES DE EMPLAZAMIENTO DE TURBINAS EÓLICAS DE EJE VERTICAL

El consenso científico indica que la actividad humana ha causado el aumento de la temperatura del planeta, por esto se ha planteado el objetivo mundial de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero. Una de las medidas es aumentar la generación mediante energías renovables. Entre las energías renovables destaca la energía eólica, que es limpia y puede ser utilizada en una amplia gama de potencias (desde residencial hasta industrial) en diferentes lugares (desde zonas rurales aisladas hasta zonas urbanas). Las características de las turbinas eólicas de eje vertical, tales como menor generación de ruido, y ser omnidireccionales y robustas frente a turbulencia, hacen que sean adecuadas para la generación de energía en zonas urbanas por ejemplo en techos de edificios.

El objetivo principal de una turbina eólica es obtener energía eléctrica junto con aprovechar de manera eficiente el recurso eólico disponible, estos objetivos pueden ser cuantificados mediante la potencia mecánica y la generación de entropía, respectivamente. Por consiguiente, en este trabajo de investigación se busca analizar comparativamente la generación de entropía y la potencia mecánica de turbinas eólicas de eje vertical en diferentes configuraciones de emplazamiento. Para ello se implementa un modelo computacional en dos dimensiones de tres turbinas eólicas en el software Ansys Fluent, se simulan 28 casos de emplazamiento.

La investigación concluye que el máximo de generación de entropía instantáneo ocurre en el mismo momento que el máximo de potencia mecánica tanto a nivel de álabe como de turbina. Al mismo tiempo, sus zonas de fluctuaciones son coincidentes. En cuanto al análisis comparativo global, el máximo de potencia mecánica coincide con el mínimo de generación de entropía indicando ser el mejor lugar para emplazar una turbina eólica aguas abajo. Finalmente, si se modifica el emplazamiento se puede lograr una combinación que aumente la potencia mecánica y disminuya la destrucción de trabajo útil.

A mi familia y a todas las personas que están en mi vida.

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi familia, a mis padres por todo el apoyo, a mis hermanos por sus enseñanzas y por todo lo que me han ayudado. A mis primos y tíos por tantos momentos de alegría y risas. A Leia que con solo mirarme y mover su cola me alegraba. Toda mi familia siempre ha sido un pilar fundamental en mi vida y espero que siempre nos apoyemos.

Para Javiera las palabras me faltan, mi vida ha cambiado desde que nos conocemos, gracias por alegrar mis días y guiarme en los momentos que lo necesito. Eres lo mejor que pudo pasarme y espero podamos apoyarnos, amarnos y vivir muchas aventuras juntos.

Un enorme abrazo a mi gran amigo Fernando, hemos estado juntos durante casi todo nuestro largo periodo en la universidad. Agradezco cada palabra, consejo, ayuda, por escuchar cada locura y mostrarme momentos de la vida con otra perspectiva, los que recordaré siempre, espero sigamos disfrutando la vida como amigos.

Un reconocimiento al Patín Carrera, mi vida es otra desde que comencé, lindo deporte, grandes personas, mi pasión es estar sobre los patines. Un especial agradecimiento al tío Patricio, quién ha sido más que un entrenador, un amigo siempre apoyándome, gracias por todo.

Agradecer a mi profesor guía Williams, por su confianza, apoyo, enseñanza y paciencia, también a los profesores Andrés y Rubén, por su gran disposición y ayudarme en mejorar mi trabajo.

Al DIMEC, tanto funcionarios, docentes y compañeros, los que generan un buen ambiente, en particular, agradecer a Soledad, Mónica y las personas de la oficina 516, simplemente gracias por todo.

Finalmente, a cada una de las personas que están en mi vida, aportando granos de arena, que me convierten en la persona que soy, espero siempre nos podamos reunir, conversar, reír y disfrutar.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
2. Antecedentes Generales	3
2.1. Energía	3
2.1.1. Fuentes de energía no renovables	3
2.1.2. Fuentes de energía renovables	4
2.1.3. Contexto mundial del costo de energía	6
2.1.4. Producción de energía a pequeña escala	6
2.2. Viento	7
2.2.1. Distribución de los vientos del planeta	9
2.2.2. Velocidades del viento y factores geográficos	10
2.3. Energía eólica	11
2.3.1. El viento como recurso energético	11
2.4. Contexto en Chile	13
2.4.1. Legislación en temas energéticos	13
2.4.2. Proyectos de generación eléctrica en construcción	14
2.4.3. Capacidad instalada de generación	14
2.4.4. Generación eléctrica bruta	16
2.4.5. Historia de la energía eólica en Chile	16
2.5. Turbinas eólicas	18
2.5.1. Entrada en pérdida	20
2.5.2. Clasificación de turbinas eólicas	21
2.5.3. Coeficientes de turbinas eólicas	23
2.5.4. Relación de velocidad de punta de álabe	25
2.6. Generación de entropía	26
2.6.1. Procesos irreversibles	26
2.6.2. Tasa de generación de entropía	27
3. Dinámica de Fluidos Computacional	29
3.1. Método de volúmenes finitos	30
3.2. Modelos de turbulencia	31
3.2.1. Modelo k-e	31
3.2.2. Modelo k-w SST	32
3.2.3. Modelo Transición SST	32
3.2.4. Modelo Simulación de Vórtices Grandes	32
3.2.5. Modelo RANS-LES Híbrido	33

3.3. Recomendaciones para CFD de VAWT	33
3.3.1. Dominio	33
3.3.2. Malla	33
3.3.3. Configuración del solucionador	34
3.3.4. Modelo de turbulencia	34
3.3.5. Discretización del tiempo	35
3.3.6. Criterio de convergencia	35
4. Metodología	36
4.1. Definición del problema	36
4.2. Descripción del emplazamiento de turbinas eólicas	36
4.3. Dominio	38
4.4. Malla	38
4.5. Configuración del solucionador	39
4.6. Validación	41
4.7. Análisis	41
5. Resultados	42
5.1. Modelo computacional	42
5.1.1. Dominio y condiciones de borde	42
5.1.2. Malla y análisis de sensibilidad	42
5.1.3. Validación	44
5.2. Número de generación de entropía	45
5.2.1. Resultados en posiciones X fijas	45
5.2.2. Resultado global	50
5.3. Coeficiente de momento	51
5.4. Análisis comparativo	51
6. Conclusión	59
Bibliografía	60

Índice de Tablas

4.1. Parámetros de configuración de emplazamiento	38
4.2. Parámetros de configuración del solucionador	40

Índice de Ilustraciones

2.1. Circulación general de la atmósfera	8
2.2. Gradiente vertical de velocidad del viento	10
2.3. Capacidad eólica global instalada acumulada	11
2.4. Países con mayor capacidad eólica instalada	12
2.5. Proyectos en construcción de generación eléctrica entre los años 2006 y 2016	14
2.6. Proyectos en construcción de generación eléctrica desglosados en porcentaje por tecnología	15
2.7. Capacidad de generación eléctrica instalada desglosada en porcentaje por tecnología	15
2.8. Generación eléctrica bruta desglosada en porcentaje por tecnología	16
2.9. Nomenclatura de un perfil alar	19
2.10. Fuerzas sobre un perfil alar	20
2.11. Entrada en pérdida	21
2.12. Turbina Verticales	23
2.13. Turbinas Horizontales	24
2.14. Coeficiente de potencia de rotores eólicos de diferentes diseños	25
4.1. Descripción del emplazamiento de turbinas eólicas	37
4.2. Dominio computacional	39
5.1. Dominio y condiciones de borde del modelo computacional	43
5.2. Independencia de malla	44
5.3. Malla en dominio completo	45
5.4. Detalle de malla computacional	46
5.5. Coeficiente de momento de álabe	47
5.6. Número de generación de entropía en $X=0,1$ [m]	48
5.7. Número de generación de entropía en $X=2$ [m]	49
5.8. Número de generación de entropía en $X=4$ [m]	49
5.9. Número de generación de entropía en $X=6$ [m]	50
5.10. Número de generación de entropía en subdominios de álabes y eje	52
5.11. Número de generación de entropía en dominio rotatorio	53
5.12. Número de generación de entropía en dominio completo	54
5.13. Coeficiente de momento promedio total	55
5.14. Número de generación de entropía y coeficiente de momento normalizado instantáneo en álabe.	56

5.15. Número de generación de entropía y coeficiente de momento normalizado instantáneo en turbina.	57
5.16. Número de generación de entropía y coeficiente de momento normalizado instantáneo en dominio completo.	57

Capítulo 1

Introducción

El consenso científico indica que el aumento de la temperatura del planeta durante los últimos años es debido principalmente a la actividad humana. Este aumento de temperatura es esencialmente efecto de los gases de efecto invernadero, específicamente el dióxido de carbono, los que atrapan el calor en la atmósfera de la Tierra. El dióxido de carbono es un compuesto químico presente en la naturaleza producido de manera natural, pero desde la revolución industrial, con el uso de combustibles fósiles y la deforestación, su concentración en la atmósfera ha aumentado considerablemente [17]. Con el objetivo mundial de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, el cambio en los sistemas de generación de energía es fundamental, disminuyendo el uso de combustibles fósiles y aumentando la generación mediante energías renovables [21].

La generación centralizada de energía eléctrica, mediante grandes centrales con líneas de transmisión, se encuentra evolucionando a la generación distribuida, la que busca minimizar las pérdidas y las inversiones asociadas a la transmisión, generando la energía en el lugar que se requiere [23]. Una de las energías renovables capaz de ser utilizada en una amplia gama de potencias es la energía eólica, pudiendo realizar múltiples configuraciones según las necesidades energéticas, su instalación puede realizarse tanto en zonas rurales aisladas como en zonas urbanas, por ejemplo en edificios, además es integrable en las redes energéticas actuales [28] [34].

El tipo de turbina eólica de eje vertical posee características que le permite ser adecuada para su uso en zonas urbanas, su diseño es simple, no requiere de un sistema de control de orientación, puede funcionar en condiciones turbulentas de viento, y genera menos ruido. Sin embargo, el emplazamiento de las turbinas eólicas puede ser complejo, por ejemplo en la azotea de un edificio debido al reducido espacio disponible [32].

Una vez que se conocen las condiciones del viento en una zona específica, se deben analizar diferentes configuraciones de emplazamiento de turbinas eólicas para aprovechar de manera eficiente el recurso eólico disponible. Si se considera la extracción de energía como un proceso, el recurso disminuye, pero debido a irreversibilidades la disminución del recurso no es equivalente a la energía que se obtiene del proceso. En la búsqueda de aumentar la eficiencia del proceso, se deben cuantificar las irreversibilidades generadas,

lo que puede realizarse mediante la aplicación de la segunda ley de la termodinámica, el cálculo de la generación de entropía y su comparación con la potencia mecánica [26].

Objetivos

A continuación se presenta el objetivo general y los objetivos específicos del trabajo de título.

1. Objetivo General

Analizar comparativamente mediante simulación dinámica de fluido computacional la generación de entropía y la potencia mecánica en diferentes configuraciones de emplazamiento de turbinas eólicas de eje vertical.

2. Objetivos Específicos

- Implementar un modelo computacional de tres turbinas eólicas, dos turbinas aguas arriba fijas y una turbina aguas abajo con parámetros que determinen sus condiciones de operación.
- Evaluar la generación de entropía y la potencia mecánica en diferentes configuraciones de emplazamiento del modelo computacional.
- Identificar la relación entre potencia mecánica y generación de entropía para las configuraciones de emplazamiento.

Capítulo 2

Antecedentes Generales

En este capítulo se busca entregar información general que permita comprender los fundamentos para la realización del trabajo de tesis. Se describen de manera breve los procesos físicos involucrados en el funcionamiento de las turbinas eólicas y las ecuaciones principales consideradas para la investigación.

2.1. Energía

Toda actividad requiere energía: mover una silla, calentar los alimentos o fabricar un utensilio. También es necesario para que un ser vivo se mueva, respire y se desarrolle, o para que las olas en una playa modelen el borde costero. Ningún proceso físico, químico, biológico o geológico es posible sin ella. En términos generales, la energía se define como la capacidad que tienen los sistemas o cuerpos para modificar sus propiedades a lo largo del tiempo. La energía es una sola, pero se manifiesta de muy diversas formas; todas ellas se relacionan con la capacidad de provocar cambios, transformaciones o acciones. Algunos ejemplos de formas de energía son mecánica, electromagnética, química, nuclear, térmica, eléctrica. Las fuentes de energía son elementos de la naturaleza de las cuales se puede extraer energía. La humanidad ha utilizado estos recursos energéticos a lo largo de su historia para impulsar su desarrollo y mejorar sus condiciones de vida [25]. Estas fuentes de energía se clasifican en energías no renovables y renovables, como se verá a continuación.

2.1.1. Fuentes de energía no renovables

Las fuentes no renovables son aquellas en que el recurso es limitado y se agota en la medida que se emplea. Las fuentes de energía no renovables se detallan a continuación [25].

Combustibles fósiles

Corresponden a recursos cuyo origen se debe a la degradación de restos vegetales y animales que fueron sepultados por un proceso de sedimentación, quedando atrapados en estratos inferiores de la corteza terrestre hace millones de años. Son combustibles fósiles: el carbón, el petróleo y el gas natural. A la energía eléctrica que se obtiene a partir de la utilización de dicho recurso se le denomina energía termoeléctrica.

La fisión del átomo

El uranio 235 es un isótopo del que se extrae energía a través de la división de los núcleos de sus átomos. Este proceso se conoce como fisión nuclear: cuando un núcleo, de uranio por ejemplo, es dividido se genera una gran cantidad de energía en forma de radiaciones y de calor. El calor se utiliza para producir electricidad conocida como energía nuclear o energía termonuclear.

2.1.2. Fuentes de energía renovables

Las fuentes de energía renovables son aquellas cuyo ritmo de utilización es menor a su ritmo de renovación o generación, es decir, que tras ser utilizadas se generan de manera natural o artificial. A continuación, se describen las principales fuentes de energía renovables [25].

Los ríos

Cuando la energía radiante proveniente del Sol eleva la temperatura de los océanos y de las grandes masas de agua se activa lo que se conoce como ciclo hidrológico. En dicho ciclo, el agua que se evapora es trasladada hasta regiones continentales más elevadas, desde donde precipita en forma de lluvia o nieve. Cuando esta agua desciende, por efecto de la energía potencial gravitatoria, da origen a caudales de agua conocidos como ríos. Cuando el fluido del río se mueve se produce energía cinética; y cuando dicha agua se almacena en una represa se retiene en forma de energía potencial gravitatoria, que se puede utilizar para generar energía hidroeléctrica, es decir, energía eléctrica que se obtiene a partir de la transformación de la energía potencial y cinética del agua.

El movimiento de las aguas oceánicas

El movimiento del oleaje de los océanos se produce principalmente como consecuencia de los vientos y tormentas. Por otro lado, las mareas se originan por efecto de la atracción

gravitacional de la Luna y el Sol. Hoy en día, se han desarrollado una serie de tecnologías capaces de obtener energía eléctrica de esta fuente. Dicha energía es conocida como energía marina: mareomotriz (cuando aprovecha la energía de las mareas), undimotriz (cuando utiliza la energía del oleaje) y conversión térmica (cuando se aprovecha la energía térmica del Sol absorbida por los océanos).

El viento

La forma de nuestro planeta posibilita que la energía proveniente del Sol se distribuya de manera irregular sobre la atmósfera, los océanos y la superficie terrestre. En consecuencia, existen regiones que reciben más energía y otras que reciben menos. Cuando ciertas zonas de la atmósfera se calientan menos que otras, se produce el movimiento de las grandes masas de gas que la conforman y, con ello, se da origen a los vientos (cuando los movimientos del aire son horizontales) y a las corrientes de aire (cuando los movimientos son verticales). Esta fuente de energía ha sido utilizada desde la Antigüedad para mover embarcaciones en los océanos o para hacer girar molinos de viento. La energía asociada a esta fuente renovable se conoce como energía eólica.

Materia orgánica

La materia orgánica también almacena la energía proveniente del Sol, en forma de energía química. Las plantas y algunos microorganismos son capaces de almacenar la energía del Sol a partir del proceso de fotosíntesis, en el que se emplea la luz solar, el agua y el dióxido de carbono (CO_2) presente en la atmósfera, para formar moléculas basadas en carbono, hidrógeno y oxígeno.

También son fuentes de materia orgánica los residuos animales, industriales, agrícolas, forestales, urbanos y de aguas residuales. La energía que se obtiene de dicha fuente se llama energía de biomasa.

El Sol

Casi la totalidad de la energía que permite los procesos de nuestro planeta proviene de forma directa o indirecta del Sol. El Sol es una estrella cuya energía se produce a partir de la fusión nuclear, en que los átomos de hidrógeno se fusionan para generar átomos de helio. En este proceso se libera una gran cantidad de radiaciones, dentro de las que se encuentran la radiación infrarroja y la luz visible, que permite una serie de procesos biológicos necesarios para sustentar la vida en la Tierra. A la energía que es aprovechada de manera directa del Sol se le denomina energía solar.

El calor interno de la Tierra

La temperatura de las capas inferiores de la Tierra (manto y núcleo) es muy elevada, producto principalmente del decaimiento de materiales radiactivos en su interior, como el uranio y el potasio. Las altas temperaturas ascienden en las fracturas de la corteza terrestre y se manifiestan en forma de géiseres, fumarolas, pozos de lodo hirviendo, volcanes y fuentes termales. En ciertas regiones este calor interno de la Tierra es utilizado para producir electricidad. A la energía asociada a esta fuente se le llama energía geotérmica.

2.1.3. Contexto mundial del costo de energía

En la última década se ha producido una mejora dramática y sostenida en la competitividad de las tecnologías de generación de energía renovable. En todo el mundo, las energías renovables se han beneficiado de un ciclo virtuoso de mayor despliegue que conduce a mayores economías de escala y mejoras en la fabricación, aumento de la competencia, mejores tecnológicas y caída de los costos. La biomasa, la hidroelectricidad, la geotérmica y la energía eólica pueden proporcionar electricidad de manera competitiva cuando existen buenos recursos [31].

El costo promedio ponderado global de la electricidad de los proyectos encargados en 2015 fue de alrededor de *USD 0,06/kWh* para la biomasa, *USD 0,08/kWh* para la geotérmica, *USD 0,05/kWh* para la hidroeléctrica y *USD 0,06/kWh* para la energía eólica en tierra. Estas tecnologías compiten con los combustibles fósiles, que tienen costos de entre *USD 0,045/kWh* y *USD 0,14/kWh*.

Las tecnologías solares también están proporcionando cada vez más electricidad a bajo costo y competitiva debido a las crecientes economías de escala, así como a las mejoras tecnológicas, y esta tendencia continuará. El viento en tierra es ahora una de las fuentes de electricidad más competitivas disponibles. Las mejoras tecnológicas (por ejemplo, turbinas más altas y álabes más largos) y la disminución de los costos totales de instalación significan que el viento en tierra está ahora dentro del mismo rango de costos o incluso más bajo que para un proyecto con combustibles fósiles. Los nuevos proyectos eólicos alrededor del mundo están suministrando consistentemente electricidad por *USD 0,04/kWh* a *USD 0,09/kWh* sin apoyo financiero.

2.1.4. Producción de energía a pequeña escala

La potencia de generación obtenida a pequeña escala normalmente no supera los 20 [kW] y generalmente se utiliza para brindar provisión eléctrica domiciliar o rural. Con el avance de la tecnología y también de la concientización ciudadana sobre las ventajas de la utilización de energías renovables, se está incrementando la oferta de equipos que permiten producir pequeñas cantidades de energía en el mismo lugar que se consume,

ya sea el mismo recinto o en los de su entorno, de este modo se consigue una producción descentralizada que minimiza pérdidas de transporte de energía [4].

Actualmente, solo la energía eólica y la solar están disponibles a nivel comunitario y requieren relativamente baja inversión para poder convertirlas en energías de uso humano como la electricidad o el agua caliente. En general, el resto solo está disponible para grandes empresas que son capaces de construir transductores o tecnologías complejas difícilmente alcanzadas por los usuarios finales.

En los países desarrollados está creciendo considerablemente el uso de microgeneración eólica y solar distribuida. Con el objeto de alentar a los ciudadanos a participar en la generación de energía eléctrica, los organismos estatales promueven programas de fomento de inversión y subsidios. Los beneficios principales de la microgeneración con energías renovables son la diversificación de la matriz energética con fuentes autóctonas, disminución de pérdidas en la distribución, protección del medio ambiente y promoción del desarrollo y conocimiento a través de la generación de empleo calificado.

Países como Portugal, Italia y Francia ya cuentan con regulaciones específicas para la energía minieólica. Y los más avanzados, como Reino Unido, se han marcado como objetivo generar entre el 30 % y 40 % de la energía eléctrica del país mediante instalaciones de microgeneración distribuida en edificios en 2015, principalmente minieólica y solar fotovoltaica. En estos momentos, Reino Unido cuenta con unas 100.000 instalaciones de microgeneración y sus propietarios poseen Certificados Renovables, además se benefician con incentivos fiscales [33].

2.2. Viento

El viento, siempre presente en el planeta, cumple su misión de distribuir el agua y la temperatura en mares y tierras, y una de sus grandes cualidades es su energía. Los vientos son movimientos del aire que se desplazan en paralelo al suelo o en forma horizontal, en cambio, las corrientes de aire son aquellas donde el desplazamiento es vertical [25].

El viento tiene su origen en la diferencia de presión entre masas de aire que conforman centros de alta o de baja presión, denominados anticiclón y ciclón (o borrasca), respectivamente. Las masas de alta presión se mueven en dirección a las de baja presión, generando el viento. Su velocidad depende de dos factores: la diferencia de presión entre ambas masas y la distancia que las separa. Mientras mayor es la diferencia de presión y menor la distancia, el viento adquiere más velocidad. Existen tres grandes categorías de viento, los vientos planetarios, los vientos regionales y los vientos locales.

Vientos Planetarios

Estos vientos obedecen a la circulación general de la atmósfera, movimientos constantes de las masas de aire del planeta y que se encuentran en relación a sus centros de alta y baja presión permanentes, los cuales son tres: los vientos alisios, vientos del oeste y vientos polares o del este. En la Figura 2.1 podemos ver los vientos planetarios de manera esquemática.

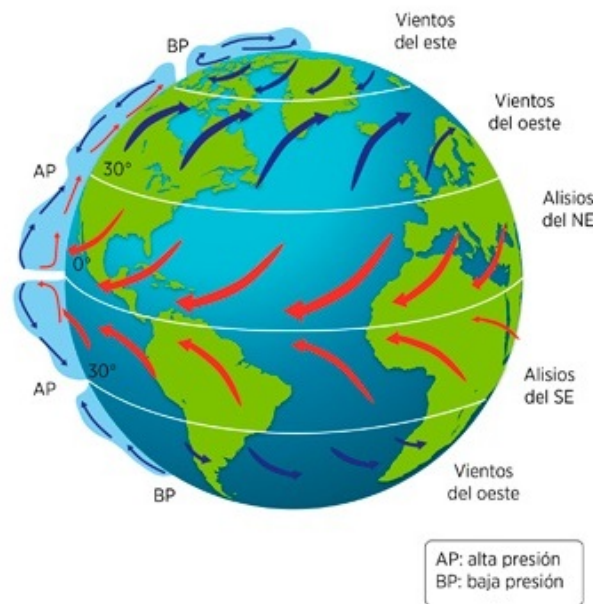


Figura 2.1: Circulación general de la atmósfera [25].

Los vientos alisios van desde los $30^{\circ}S$ y $30^{\circ}N$ hacia la línea del ecuador y son constantes a lo largo del año, solo varía su intensidad, la que es baja en invierno. En el hemisferio sur, libre de huracanes, son de buena aptitud para parques eólicos, ya que sus direcciones son poco cambiantes y son infrecuentes las velocidades extremas que obliguen a detener los rotores eólicos. Los vientos del oeste dominan aproximadamente entre las latitudes 30° y $60^{\circ} N$ y S , y son los que recorren más superficie continental en el hemisferio septentrional. En cambio, en el austral predominan solo en América del Sur. La energía de estos vientos es de alto potencial. Entre los polos y los $60^{\circ} N$ y S se desplazan los vientos polares, que se desarrollan en territorios de América del Norte, Eurasia y la Antártica.

Vientos regionales

Los vientos regionales son aquellos que se presentan en zonas específicas del planeta. Son determinados por la distribución de tierras y mares, así como por los grandes relieves continentales. Por ejemplo, los vientos monzónicos que se dan entre un continente y el océano, como en la India y el sureste asiático.

Vientos locales

Los vientos locales son aquellos que se dan en áreas acotadas, como las brisas tierra-mar que durante el día fluyen desde el océano hacia el continente y en la noche lo hacen de manera inversa. Los vientos valle-montaña también obedecen a cambios térmicos y se desplazan de acuerdo a las temperaturas entre diferentes relieves.

2.2.1. Distribución de los vientos del planeta

En todos los continentes se encuentran vientos planetarios, regionales y locales. En relación a los primeros, los países que se ubican en torno al ecuador están bajo el dominio de vientos suaves (que se denominan calmas ecuatoriales) donde se encuentran, por ejemplo, las selvas amazónicas y del Congo. Si se analizan bajo una mirada global, en esas zonas las posibilidades de energía eólica son escasas, sin embargo, sus vientos locales pueden ser muy fuertes, como ocurre en el archipiélago de Galápagos, en pleno Ecuador, donde hay vientos persistentes en muchos sectores de las islas que la componen.

Los alisios afectan a casi todos los continentes. En el hemisferio norte se encuentran en el sur de América del Norte, en América Central, en África y en Asia, que soplan en el sureste. En el hemisferio sur se hacen sentir en Sudamérica, principalmente en el norte de Chile, norte de Argentina y Perú, y en África, lugar en que dominan desde el cabo Buena Esperanza hacia el norte hasta el Congo, comprendiendo varios países como Sudáfrica y Namibia. La generación eléctrica con estos vientos alisios puede aprovechar varias condiciones geográficas importantes, porque se encuentran en buena parte de los continentes y son constantes. En el hemisferio norte, amplias zonas tropicales de América, Asia, Oceanía y las costas orientales de África están en el dominio de los huracanes, tifones y ciclones.

Los vientos del oeste dominan ampliamente en América del Norte, Europa y Asia. Prácticamente, están ausentes en las tierras continentales del hemisferio sur, ya que África llega algo más allá de los $30^{\circ}S$ y solo Sudamérica llega a los $56^{\circ}S$. En Chile y Argentina se dejan sentir en la zona sur y fuertemente en la Patagonia. Estos vientos del oeste, sumados a los vientos locales de Europa y Asia, son un gran recurso principalmente por su persistencia a lo largo del año y por sus velocidades que son normalmente altas. Esta última característica puede transformarse en un problema si adquieren velocidades extremas. La mayor parte de los parques eólicos se encuentran en Europa y en Asia, especialmente en China, tomando las ventajas de los vientos del oeste.

Con respecto a los vientos polares que se desplazan desde los polos hacia los $60^{\circ}N$ y S , hay pocos lugares donde en la actualidad se utilice la energía eólica, pero claramente es un reservorio como recurso renovable que siempre tendrá espacio para la generación de electricidad. Este recurso tiene muchas limitantes relacionadas con los elementos del clima a resolver para su uso.

2.2.2. Velocidades del viento y factores geográficos

Varios factores geográficos influyen en la intensidad del viento, como la altura y el relieve. Esta situación es diferenciada según rugosidades geográficas físicas o humanas, o sean zonas con o sin obstáculos. Un primero factor es la rugosidad, en el mar es mínima y el viento logra velocidades altas a pocos metros de la superficie; lo contrario ocurre en una ciudad con rascacielos donde los vientos se debilitan, por tanto, las mismas velocidades altas se producen a mucha más distancia del suelo. Una vez que se superan los obstáculos con la altura, el viento es casi constante. Esto explica por qué los parques eólicos tengan torres de gran altura y que se instalen en zonas de poca rugosidad, como llanos costeros, crestas de montañas o en el mar. Un segundo factor son las características del relieve o topográficas en relación al movimiento y dirección del viento. Es así que los valles son los mejores conductos para el desplazamiento del viento. Allí adquieren mayor velocidad porque queda encajonado entre laderas y solo tiene que seguir en la dirección del valle. Este fenómeno se acentúa cuando se producen angostamientos entre montañas los que tienen buena aptitud para la generación de energía. En general, las laderas de *barlovento*, que reciben directamente el viento, son más adecuadas para la instalación de parques eólicos.

En zonas urbanas se tienen una alta rugosidad en el entorno debido a la alta concentración de construcciones con altura considerable, esto produce una disminución de la velocidad media del viento, sin embargo, en algunas zonas se producen encajonamientos que aumentan, de manera considerable, la velocidad media del viento, siendo zonas aptas para la instalación de turbinas eólicas [20] [24]. En la Figura 2.2 se muestra de manera esquemática el gradiente de velocidad del viento en diferentes zonas geográficas.

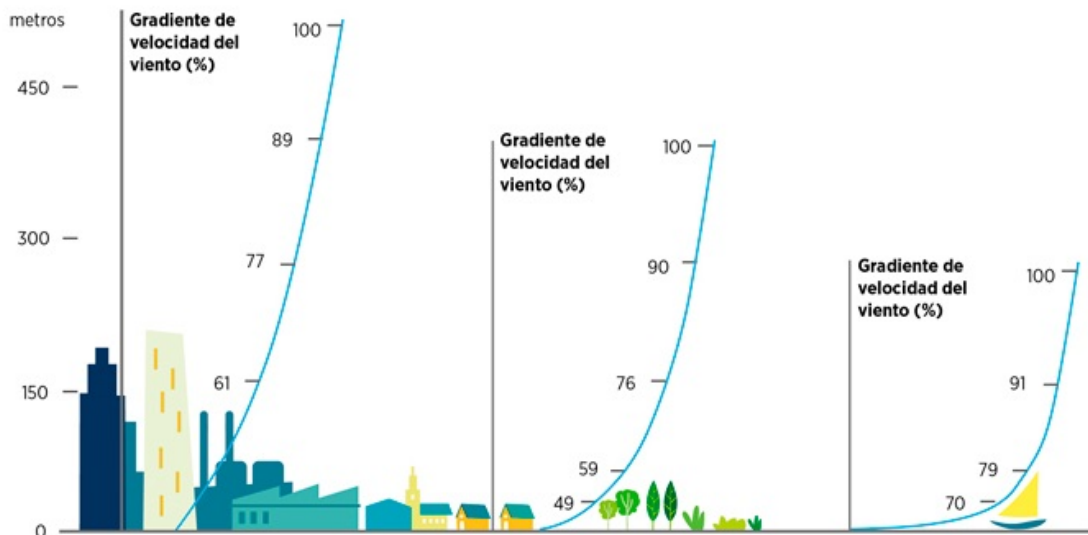


Figura 2.2: Gradiente vertical de velocidad del viento [25].

2.3. Energía eólica

La generación de electricidad a partir del viento se comenzó a investigar en forma intensiva a partir de la década de 1970, se hizo comercial en un par de décadas y hoy se visualiza como un recurso renovable de alto potencial económico. En 1981 se hizo la primera prueba piloto, donde un parque eólico era capaz de generar electricidad en forma significativa para la red eléctrica en la costa noreste de Estados Unidos. Se denominó Towars 2000 en honor a David Flatman de Towars, quien impulsó la iniciativa. Diez años más tarde, Inglaterra inauguraba su primer parque eólico, Delabole, que contó con 10 turbinas de 50 metros de altura; actualmente está en uso y se han añadido otros rotores de 100 metros de alto. A fines de la década de 1990, especialmente en Europa y Estados Unidos, se instalaron grandes parques eólicos que cuentan con una tecnología moderna y de menor costo [18] [25].

En 2016 la capacidad total global instalada de energía eólica alcanzó los 486 [GW], una cifra cercana al 4 % de la capacidad global instalada de energía. En la Figura 2.3 se puede observar la evolución de la capacidad acumulada eólica global instalada desde el año 2001 hasta el 2016. China es el país con mayor potencia instalada de energía eólica, seguido por Estados Unidos, estos países más Alemania cubren más del 60 % de la capacidad instalada total mundial. Dinamarca durante el año 2015 generó un 42 % de su energía mediante energía eólica. En la Figura 2.4 se encuentran los países con mayor capacidad instalada a finales del año 2016.

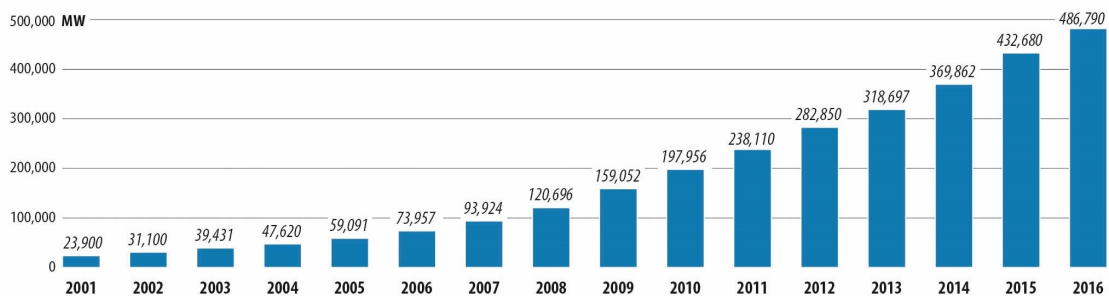


Figura 2.3: Capacidad eólica global instalada acumulada. Años 2001 - 2016 [18].

2.3.1. El viento como recurso energético

Como toda intervención en el medioambiente, la utilización del viento para electricidad tiene impactos en la naturaleza.

Ventajas del viento como fuente de energía

La principal ventaja del uso del viento para generar energía, además de ser un recurso renovable, es que no contamina el aire. Esta fuente energética puede ser aprovechada

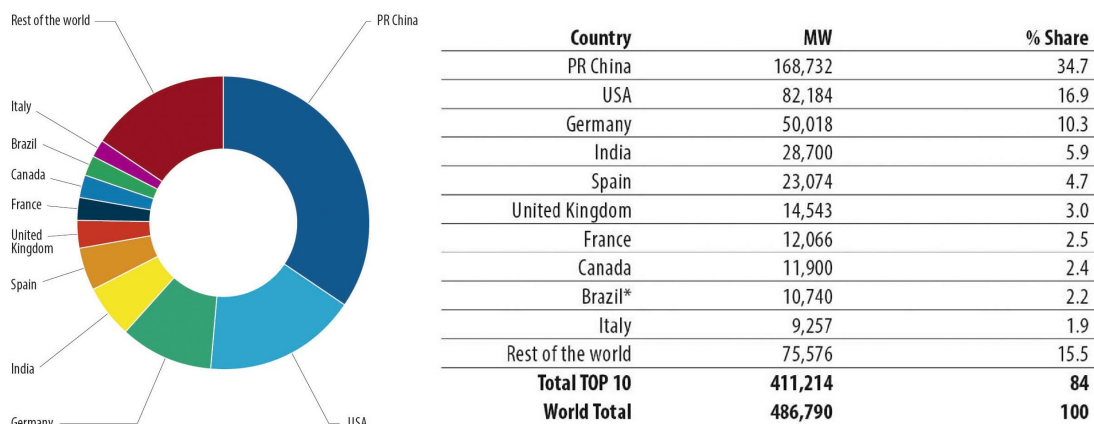


Figura 2.4: Países con mayor capacidad eólica instalada. Año 2016 [18].

tanto a nivel doméstico, como a nivel productivo, en escala mediana (energía para una industria) y a gran escala (en parques eólicos cuya energía se lleva directamente a los sistemas interconectados). La generación de energía es limpia, los rotores eólicos no tienen desechos que haya que extraer sistemáticamente y solo necesitan mantención en sus mecanismos. Su operación solo requiere unos pocos profesionales y técnicos que manejan los sistemas desde sus centros de operación, que pueden estar cerca o lejos del área de generación. Normalmente, los parques a mediana y gran escala son cercados para que no entren personas ajenas a la obra ni tampoco animales. El lugar se convierte así en un área de exclusión ecológica, lo que significa que no hay depredadores de la vegetación existente. En muchos predios que han sido trabajados agrícolamente, reaparecen especies nativas y aumenta la cobertura y tamaño de la vegetación. Por otra parte, puede convertirse en un oasis o refugio para la fauna silvestre, por ejemplo en Chile, donde los zorros, los conejos y los cururos se guarecen [25].

Desventajas de los sistemas eólicos

Una desventaja de los parques eólicos son sus enormes torres, las cuales intervienen un paisaje que antes era natural o agrícola. Esta percepción puede considerarse subjetiva dependiendo de la forma en que la persona enfrenta el paisaje geográfico, en algunos países que tienen una larga trayectoria de aprovechamiento de la energía del viento, sus habitantes mayoritariamente consideran que el territorio está invadido por las instalaciones en desmedro del paisaje original. Otra desventaja es el deterioro del medioambiente que se produce durante la fase de construcción, donde se ponen en peligro especies de la flora y fauna que están en riesgo de conservación.

Se ha investigado sobre la consecuencia que tienen los parques eólicos en las migraciones de aves, pero no hay estudios concluyentes acerca de las alteraciones que se puedan producir en sus recorridos y que impacten masivamente a las aves. Sí se ha constatado que las aves mueren al golpear los álabes, que los murciélagos tienen problemas con las aspas y se estudia cuál es el mecanismo que los perturba. La muerte de

murciélagos trae como consecuencia la presencia de roedores, lo cual altera el ecosistema y puede ser dañino para los asentamientos aledaños. También los rotores producen ruido, lo que es molesto para los que viven cerca, ya que es un zumbido constante que puede alterar psicológicamente a las personas. Por otra parte, el ritmo de las sombras que producen las aspas en algunas horas del día significa una molestia para los habitantes de las casas vecinas a las instalaciones, además de las alteraciones que la iluminación intermitente de las torres puede causar en el tráfico aéreo, marítimo y terrestre.

2.4. Contexto en Chile

En el mercado eléctrico de Chile se identifican las actividades de generación, transmisión y distribución, las cuales son desarrolladas por empresas privadas. La autoridad cumple el rol de regulador y fiscalizador buscando establecer criterios que favorezcan una expansión económicamente eficiente del sistema eléctrico regido por la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE). En Chile existen dos grandes sistemas interconectados: el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), además de los sistemas medianos (SSMM) de Aysén y Magallanes [11].

2.4.1. Legislación en temas energéticos

A partir del 1 de enero de 2010 entraron en vigencia las exigencias impuestas por la Ley N° 20257 para el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) [7] [11]. Dicha norma legal define las ERNC, que son aquellas cuya fuente de energía primaria sea:

- Energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable.
- Energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20 [MW].
- Energía geotérmica.
- Energía solar.
- Energía eólica.
- Energía de los mares.
- Otros medios de generación determinados fundamentalmente por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad.

La nueva ley de fomento a las ERNC aprobada en Chile exige que a partir del año 2010 las empresas generadoras del país con capacidad instalada superior a 200 [MW], que suministran energía a los sistemas interconectados, deberán acreditar que una cantidad de energía equivalente al 10% de sus inyecciones de energía sea por medios de generación renovable no convencional, pudiendo ser estos medios propios o contratados. Esta obligación será aplicada de manera gradual para alcanzar un 10% en el año 2024. En

septiembre de 2013, se aprueba la ley N° 20698, en donde se modifica la meta a un 20 % en 2025, con aumentos progresivos anuales [8]. En octubre de 2014 entra en vigencia la ley N° 20571 para la generación distribuida. Esta ley otorga el derecho a los clientes de las distribuidoras a generar su propia energía, autoconsumirla e inyectar sus excedentes a la red, además regula el pago de las tarifas de las generadoras residenciales y establece descuentos y reembolsos en la facturación, si proceden [9].

2.4.2. Proyectos de generación eléctrica en construcción

Al 31 de diciembre de 2016, existe un total de 89 proyectos en construcción que en conjunto alcanzan una capacidad instalada de generación eléctrica de 6,380 [MW]. En la Figura 2.5 se puede observar el ingreso de operación de proyectos de generación eléctrica en construcción entre 2006 y 2016, es importante notar que el porcentaje de proyectos de ERNC se ha incrementado de manera importante en los últimos diez años. Posteriormente, en la Figura 2.6 podemos observar el desglose por tecnología.

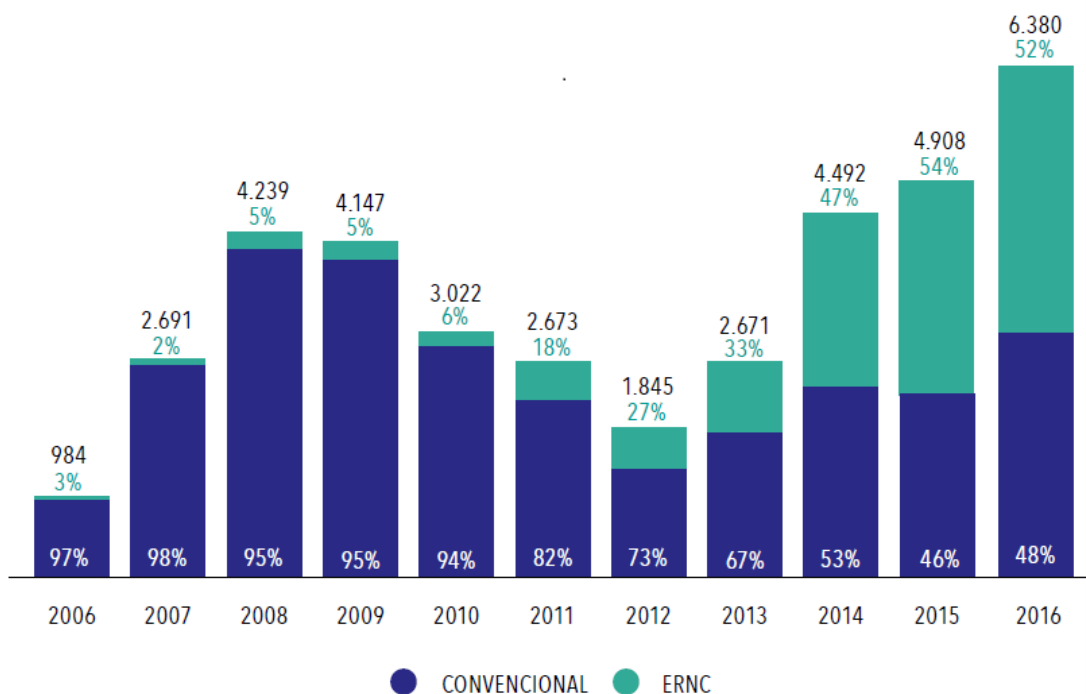


Figura 2.5: Proyectos en construcción de generación eléctrica entre los años 2006 y 2016. Unidades en [MW] [11].

2.4.3. Capacidad instalada de generación

La capacidad instalada de generación eléctrica neta a finales del año 2016 asciende a 22,045 [MW]. De estos, 16,837 [MW] (76,4 %) corresponden al SIC y 5,032 [MW] (22,8 %)

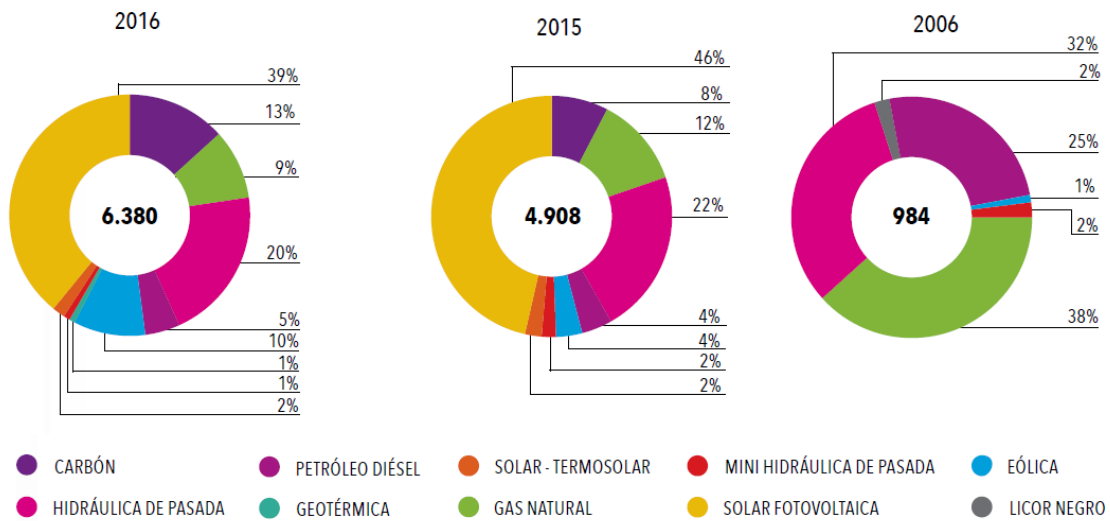


Figura 2.6: Proyectos en construcción de generación eléctrica desglosados en porcentaje por tecnología. Años: 2006, 2015 y 2016 [11].

al SING. El restante 0,8% se reparte entre los Sistemas Eléctricos Medianos. El total de capacidad instalada al 2016 se categoriza en un 58% de termoelectricidad, 28% de hidroelectricidad convencional y 14% de ERNC. Además de la capacidad de generación eléctrica neta instalada a diciembre de 2016, se registran 36 centrales de generación en prueba que en total alcanzan los 911 [MW], de los cuales el 96% son ERNC. A continuación, en la Figura 2.7 se puede observar un desglose de la capacidad de generación eléctrica desglosada por tecnología.

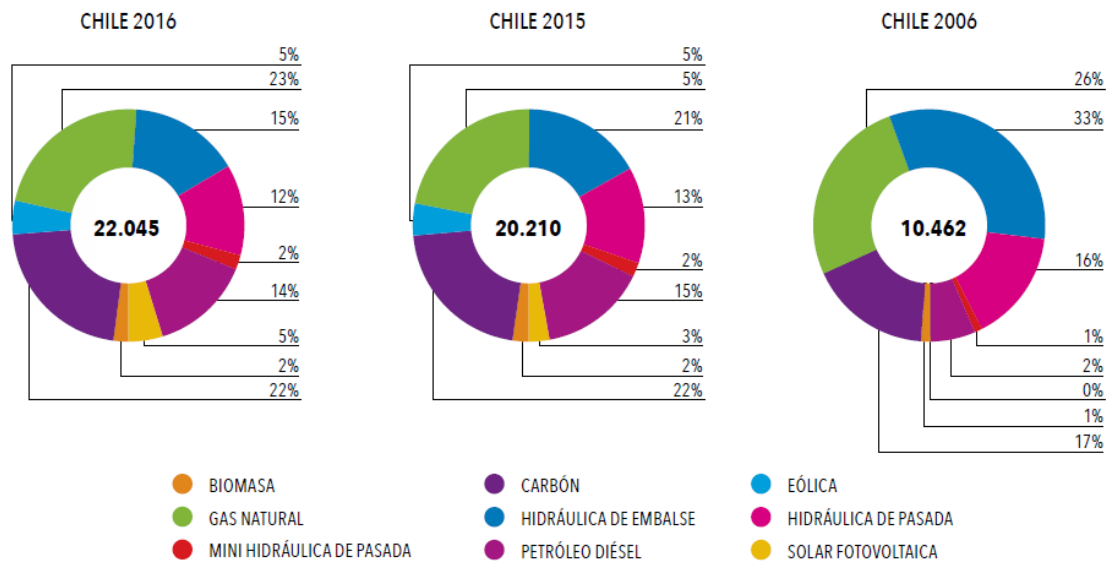


Figura 2.7: Capacidad de generación eléctrica instalada desglosada en porcentaje por tecnología. Años: 2006, 2015 y 2016. Unidades en [MW] [11].

2.4.4. Generación eléctrica bruta

La generación eléctrica bruta durante el año 2016, excluyendo Isla de Pascua, alcanzó un total de 73,877 [GWh], lo que representa un aumento del 2,3% respecto al año 2015. En la Figura 2.8 se incluye el desglose por tecnología de la generación eléctrica bruta. Si se observa la composición por categoría, se distingue un 63,4% de termoeléctricas, 24,0% de hidráulica convencional y 12,6% de ERNC.

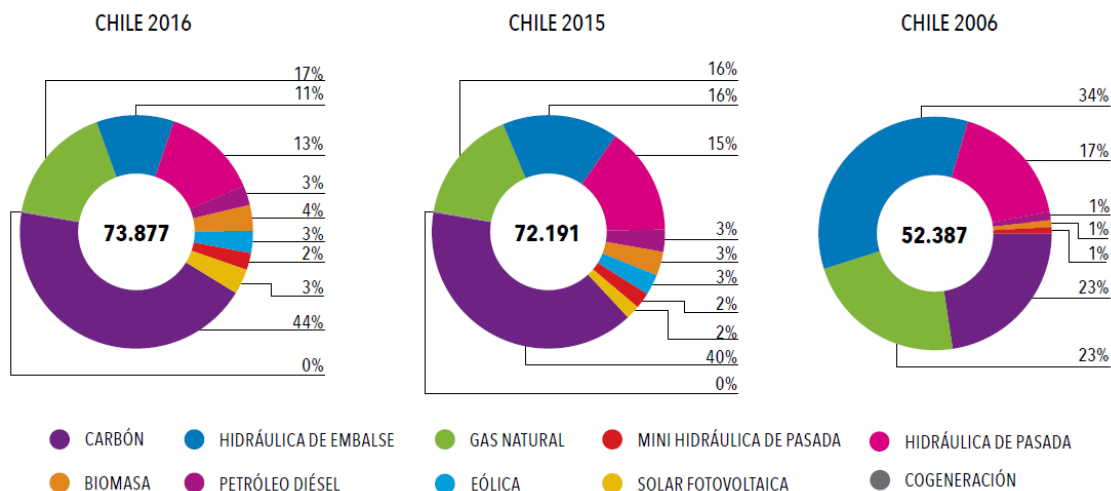


Figura 2.8: Generación eléctrica bruta desglosada en porcentaje por tecnología. Años: 2006, 2015 y 2016. Unidades en [GWh] [11].

2.4.5. Historia de la energía eólica en Chile

Los molinos de viento se iniciaron con la molienda de cereales y minerales. En las salitreras se bombeaba agua de napas y también era común verlos en los campos a lo largo de todo Chile [25].

Uso de la energía del viento

En las primeras décadas del siglo XX, debido al auge minero, Chile se convirtió en pionero en el uso de molinos de viento para bombear agua salobre de la pampa, la que se desalinizaba con energía solar. Actualmente intenta recobrar ese lugar con la generación de electricidad en grandes parques o praderas eólicas e integrarla a los sistemas interconectados de energía. El primer parque eólico industrial se instaló en Alto Baguales, en la cercanía de Coyhaique, Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo, en noviembre de 2001. Genera 2 [MW] con tres rotores con capacidad nominal de 660 [kW] y abastece a casi 20.000 familias. Debido a las condiciones climáticas de la región, los equipos han generado electricidad a un promedio superior al 50% de su capacidad; incluso,

algunas veces llega al 100 % cuando el viento tiene una velocidad adecuada. En noviembre de 2007 entro en operación el primer parque eólico unido al sistema Interconectado Central (SIC), ubicado en la localidad de Canela, Región de Coquimbo. Este parque contó con once aerogeneradores de 1,65 [MW] cada uno, con una generación anual esperada de 46,000 [MWh]. Desde ese año en adelante surgió un auge de instalación de parques, principalmente en la costa del Norte Chico.

Parque eólicos en Chile

A julio de 2017 en el país existen 36 parque eólicos operando en los sistemas eléctricos con 1421 [MW] instalados. Actualmente, las regiones de Antofagasta, Coquimbo, Bío Bío y Los Lagos son las que tienen mayor potencial y parques instalados. Además de los parques eólicos conectados a la red, existe un creciente número de aerogeneradores de pequeña escala instalados en sistemas aislados y también aerobombas que llevan décadas funcionando en diferentes zonas del país [12].

Los vientos planetarios en Chile

Para comprender la dinámica de vientos de Chile es necesario conocer las características del Anticiclón del Pacífico Suroriental, que tiene importante influencia en los climas y el viento. Este es un centro de alta presión de grandes dimensiones, que se desplaza entre los 25° y 30° S, en invierno y verano, respectivamente. Es un centro dispersor de aire que genera los vientos que dominan en gran parte de Chile. Por la localización de este anticiclón, los vientos son mayoritariamente desde el SO. Aproximadamente desde La Serena hacia el norte, que corresponde a la zona intertropical, se dejan sentir los alisios. Los lugares más adecuados para el aprovechamiento de estos vientos son los costeros, ya que se conjugan factores como el relieve y su dirección constante a lo largo del año. En el Norte Grande las planicies litorales son angostas por la presencia del farellón costero, pero hay numerosas puntas que tienen grandes espacios. También el Norte Grande tiene buen potencial entre las serranías de la cordillera de la Costa, donde enormes corredores de viento con dirección O – E conectan la costa con la Depresión Intermedia; en Tarapacá llegan a la Pampa del Tamarugal. En el Norte Chico las terrazas costeras tienen vientos apropiados y amplios llanos de gran aptitud para la instalación de parques eólicos. Dado que el viento es constante, también se han instalado parques al interior de la provincia de Limarí, donde la cordillera de la Costa (Talinay y Fray Jorge) y las montañas de los Andes dejan un espacio amplio que es un muy buen corredor de viento, donde además se aprovecha el efecto Venturi en las zonas más angostas de esos terrenos.

Los vientos del oeste (dominantes entre los 30° y 60° de latitud), aunque en invierno no son tan constantes en cuanto a su dirección predominante, tienen la gran cualidad de ser muy fuertes y varían de acuerdo a la dinámica de los centros de presión, especialmente cuando hay tormentas, momento en que pueden superar los 100 [km/h]. En generación de energía eléctrica existe un promedio de velocidad de viento óptimo para lograr el máximo uso de la capacidad instalada. Esto ocurre en los lugares patagónicos como Magallanes,

donde existe un gran potencial. Junto a ellos es igualmente importante la selección de sitios con relieves que se adapten a los requerimientos de estas instalaciones.

Vientos locales

En Chile no hay vientos regionales, pero sí las brisas tierra-mar (que son locales) están prácticamente en todo el territorio, por lo menos entre Arica y Puerto Montt. Es normal que los vientos comiencen a desplazarse desde el océano hacia el interior poco antes del mediodía. Luego de pasar la Depresión Intermedia, se internan hacia los Andes a lo largo de los valles de los ríos, como es el caso del Cajón del Maipo, donde las brisas se convierten en vientos fuertes desde mediodía hasta el atardecer, especialmente en verano. Lo contrario sucede en la noche cuando las brisas soplan desde el continente hacia el mar. Otros vientos locales, como el Terral, Raco y Puelche, en general no se utilizan para producir energía eólica debido a que son esporádicos.

2.5. Turbinas eólicas

Una turbina eólica o aerogenerador transforma la energía cinética del viento en energía útil, la que puede ser tanto mecánica como eléctrica. El componente básico de una turbina es el rotor, formado por uno o varios álabes. La forma del área transversal del álabe se denomina perfil alar, el que genera fuerzas aerodinámicas al desplazarse a través de un fluido [1].

Geometría del perfil alar

En los primeros años de los vuelos propulsados, el diseño de perfiles aerodinámicos se realizaba de manera específica para cada caso en particular, sin embargo, a inicios de 1938, el Comité Consejero Nacional para la Aeronáutica (NACA, por sus siglas en inglés) desarrolló una serie para diseñar las formas de los perfiles alares. Muchos de esos perfiles NACA son usados actualmente. El perfil alar posee diferentes partes y regiones, los que son detallados a continuación, en la Figura 2.9 se muestra la nomenclatura principal en un perfil alar.

- Borde de ataque: es la parte delantera del perfil alar, su denominación se debe a que es la primera parte que toma contacto con la corriente de aire, provocando que el fluido se bifurque hacia la superficie superior e inferior.
- Superficie inferior: en un perfil de superficies corresponde a la parte inferior.
- Superficie superior: en un perfil de superficies corresponde a la parte superior.
- Borde de salida: corresponde al punto en el que las corrientes de aire provenientes de la superficie inferior y superior confluyen y abandonan el perfil.

- Línea de curvatura media: es una línea equidistante entre la superficie superior e inferior.
- Cuerda: corresponde al largo de la línea recta que une el borde de ataque y el borde de salida.
- Espesor: es un segmento perpendicular a la cuerda, se extiende desde la superficie inferior a la superficie superior.

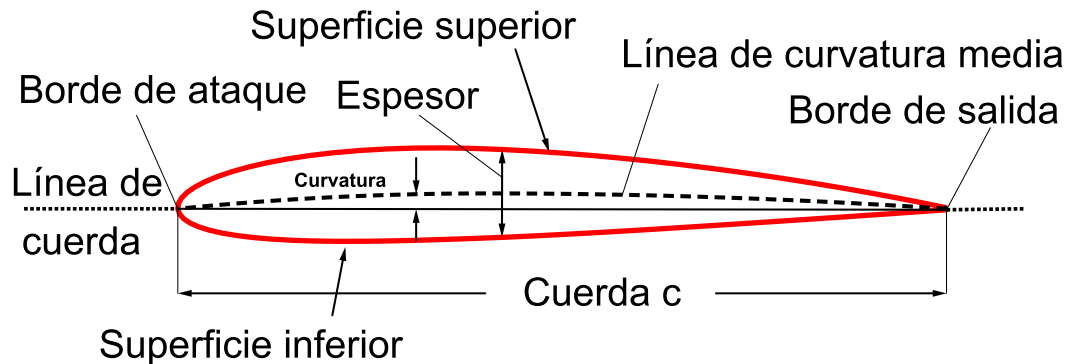


Figura 2.9: Nomenclatura de un perfil alar [1].

Fuerzas sobre el perfil alar

Las fuerzas y momentos aerodinámicos en un cuerpo que enfrenta un flujo en movimiento provienen de dos fuentes básicas sobre la superficie del cuerpo:

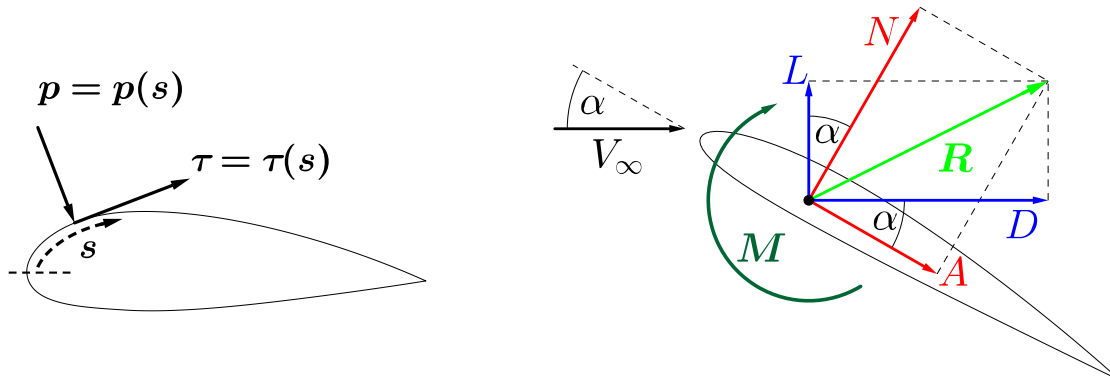
- Distribución de presiones.
- Distribución de esfuerzos de corte.

No importa la complejidad de la forma que puede tener el cuerpo, las fuerzas y momentos aerodinámicos sobre el cuerpo provienen de estas dos fuentes básicas. Tanto la presión p como el esfuerzo de corte τ tienen dimensiones de fuerza por unidad de área. Como se observa en la Figura 2.10a, mientras la presión p actúa normal a la superficie, el esfuerzo de corte τ actúa de manera tangencial.

El efecto neto de la integración de las distribuciones de p y τ sobre todas las superficies del cuerpo es una fuerza aerodinámica resultante R y un momento aerodinámico M en el cuerpo, como se observa en la Figura 2.10b. La fuerza resultante R puede ser separada en componentes, considerando dos referencias diferentes, fuerza de sustentación y arrastre (con referencia a la dirección del fluido), y fuerza normal y axial (con referencia a la dirección del perfil alar). Además, se define el viento relativo V_∞ como la velocidad del fluido mucho más adelante del cuerpo, conocido como corriente libre y, por lo tanto, V_∞ también es conocido como velocidad de corriente libre. Se tiene por definición:

- $L \equiv$ Sustentación (*Lift*) \equiv componente perpendicular de R a V_∞ .

- $D \equiv$ Arrastre (*Drag*) \equiv componente paralela de R a V_∞ .
- $N \equiv$ Normal \equiv componente perpendicular de R a c (cuerda).
- $A \equiv$ Axial \equiv componente paralela de R a c .



(a) Presión y esfuerzo de corte.

(b) Fuerza resultante y componentes.

Figura 2.10: Fuerzas sobre un perfil alar [1].

El ángulo de ataque α se define como el ángulo entre la cuerda c y V_∞ , además, α es el ángulo entre L y N , y entre D y A . Se define el coeficiente de presión dinámica de corriente libre q_∞ en la Ecuación (2.1) donde ρ es la densidad del fluido.

$$q_\infty = \frac{1}{2} \rho V_\infty^2 \quad (2.1)$$

2.5.1. Entrada en pérdida

La variación típica de la sustentación con el ángulo de ataque se muestra esquemáticamente en la Figura 2.11. Para ángulos de ataque bajos a moderados, el la fuerza de sustentación varía linealmente con α . En esta región, el flujo se mueve de manera suave sobre el perfil alar y se mantiene unido sobre la mayor parte de la superficie, como se muestra en la zona izquierda de la de la Figura 2.11. Sin embargo, a medida que α se vuelve más grande, el flujo tiende a separarse de la superficie superior del perfil alar, creando una larga estela de aire detrás de la superficie aerodinámica, como se muestra en la zona derecha de la Figura 2.11. Dentro de la región separada, el flujo se encuentra recirculando y parte del flujo se encuentra moviéndose en la dirección opuesta a la de flujo libre, también conocido como flujo inverso. La consecuencia de la separación del flujo en altos α es un decrecimiento precipitoso de sustentación y un gran incremento en arrastre, bajo estas condiciones se dice que el perfil alar entra en pérdida.

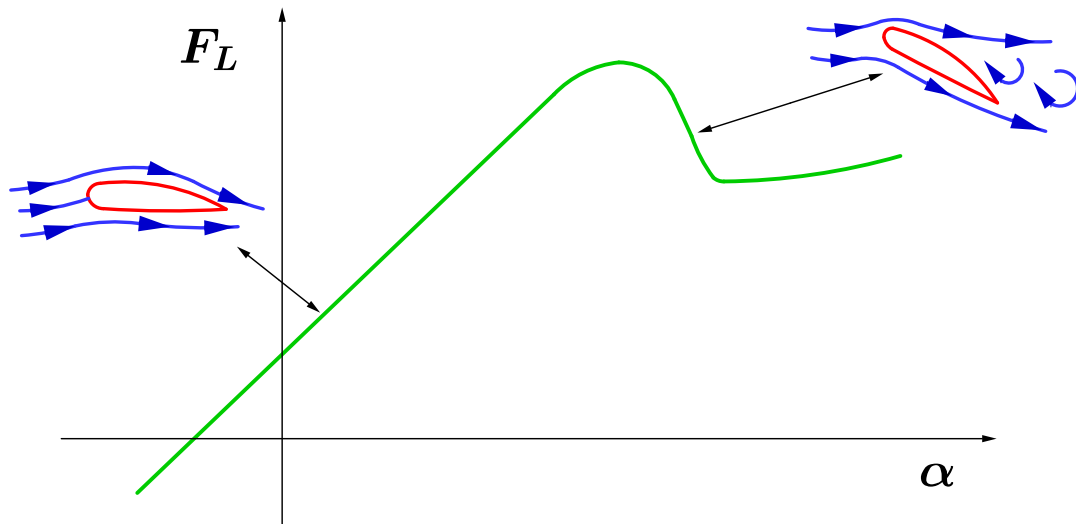


Figura 2.11: Entrada en pérdida [1].

2.5.2. Clasificación de turbinas eólicas

Las turbinas eólicas pueden clasificarse de acuerdo con su función aerodinámica y según su diseño constructivo [19] [25].

La función aerodinámica del rotor se clasifica si el aerogenerador capta su potencia exclusivamente a partir del arrastre aerodinámico de la corriente de aire que actúa sobre las superficies del rotor o si es capaz de utilizar la sustentación aerodinámica creada por el flujo contra superficies de forma adecuada. En consecuencia, existen los denominados “rotores tipo arrastre” y “rotores tipo sustentación”.

La clasificación según los aspectos del diseño constructivo es más común. La característica principal es la posición del eje de rotación del rotor, por lo tanto, es importante hacer una distinción entre los rotores que tienen un eje de rotación vertical y los que tienen un eje de rotación horizontal.

Turbinas eólicas de eje vertical

El diseño más antiguo de turbinas de viento presenta rotores con un eje de rotación vertical, sin embargo, al principio los rotores de eje vertical sólo se construían como rotores puros de arrastre. Las principales ventajas de este tipo de turbina es que su diseño es simple e incluye la posibilidad de alojar componentes mecánicos y eléctricos, caja de cambios y generador a nivel del suelo y que no requieren de un sistema de control de orientación de turbina. Son conocidas como VAWT, por sus siglas en inglés Vertical Axis Wind Turbine.

El “rotor Savonius” es un tipo de turbina eólica de eje vertical inventada por el ingeniero

finlandés Sigurd J. Savonius en el año 1922. La turbina Savonius es una de las turbinas más simples aerodinámicamente, son dispositivos de arrastre que constan de dos o tres álabes. Su geometría consiste en cilindros huecos desplazados respecto al eje de rotación. Las características importantes de esta turbina son que no necesitan orientarse en la dirección del viento y que pueden empezar a girar con vientos de baja velocidad. Es una de las turbinas más económicas y más fácil de utilizar. Es posible encontrarla como ventilador en vagones de ferrocarril y como anemómetro, utilizado para medir la velocidad del viento [28] [34].

El diseño propuesto en 1925 por el ingeniero francés *Georges Darrieus*, ha sido considerado como un concepto prometedor para las turbinas eólicas modernas (ya que logra utilizar de manera eficaz la sustentación aerodinámica). El “rotor Darrieus” consiste en un eje vertical con dos o más álabes en curva unidos al eje por los dos extremos. Los rotores Darrieus se construyen preferiblemente con dos o tres álabes. La desventaja de este rotor es que no puede iniciar su movimiento por sí mismo, por lo que, se emplea un sistema de arranque secundario, aunque una vez en marcha es capaz de mantenerse gracias a la aerodinámica de sus álabes [14] [19].

Una variación del rotor Darrieus es el llamado “rotor H” que en lugar de álabes de rotor curvadas, se utilizan álabes rectos conectados al eje del rotor por medio de soportes horizontales. Actualmente se encuentra en desarrollo para aprovechar los materiales ligeros modernos y producir álabes livianos y suficientemente robustos. Este tipo de turbina se construye preferiblemente con dos o tres álabes, es más económica que una turbina Darrieus y también requiere de fuertes vientos o un sistema de arranque para comenzar a rotar. Sin embargo, las turbinas tipo H pueden funcionar bien en condiciones turbulentas de viento y son una opción asequible donde otros tipos de turbina son inadecuados, como por ejemplo, en edificios urbanos [32]. En la Figura 2.12 se muestra de manera conceptual tres turbinas eólicas de eje vertical.

Turbinas eólicas de eje horizontal

Las turbinas eólicas de eje horizontal son el estilo común que la mayoría de las personas piensan cuando se habla de una turbina eólica. Estas turbinas tienen un diseño similar a un molino de viento y sus álabes parecen una hélice [6]. Su característica principal es que tienen el eje del rotor y el generador dispuestos de manera horizontal en la parte superior de una torre. Otra característica importante, es que deben ser orientadas en la dirección del viento. Mientras las turbinas pequeñas son apuntadas por una simple paleta en la zona posterior del rotor, las turbinas grandes requieren de un sistema de control de orientación, generalmente se utiliza un sensor de viento acoplado con un servomotor. La mayoría de las grandes turbinas eólicas tienen una caja de cambios que permite aumentar la velocidad de rotación del eje para accionar el generador eléctrico. Dado que una torre produce turbulencia detrás de ella, el rotor de la turbina suele ubicarse contra el viento de la torre (aguas arriba). Debido a fuertes vientos, los álabes se deben fabricar rígidos para evitar que estos sean empujados contra la torre. A pesar del problema de la turbulencia, se han construido turbinas con el rotor a favor del viento (aguas abajo), el

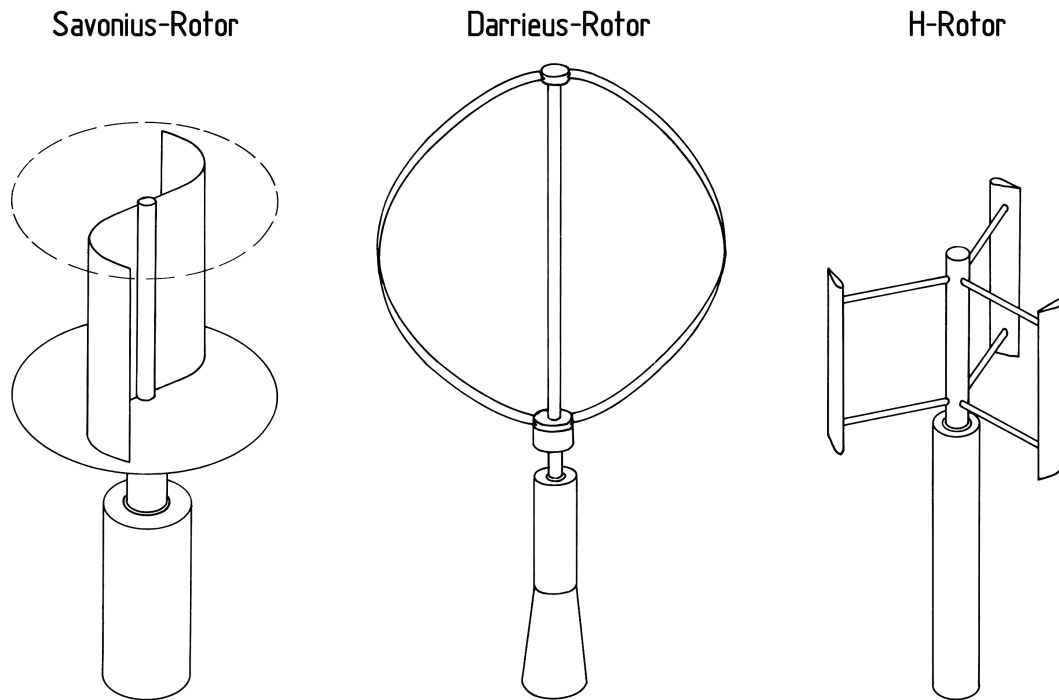


Figura 2.12: Turbina Verticales [19].

inconveniente es que la turbulencia conduce a fallas por fatiga de material, aunque estas últimas no necesitan de un mecanismo adicional para mantenerse alineadas con la dirección del viento.

El diseño de turbinas de eje horizontal utilizado en parques eólicos para la producción comercial de energía eléctrica suele ser de tres álabes y apuntan al viento mediante motores controlados por computadores. Además, el movimiento de los álabes del rotor puede utilizarse como protección eficaz contra la velocidad excesiva y las velocidades extremas del viento, especialmente en grandes turbinas eólicas [35]. De manera esquemática, en la Figura 2.13 se encuentran dos turbinas eólicas de eje horizontal.

A pesar de que las turbinas eólicas de eje horizontal son consideradas más eficientes en cuanto a la operación (comparadas con las turbinas eólicas de eje vertical) y que son utilizadas comúnmente en parques eólicos con grandes turbinas, las turbinas eólicas de eje vertical pueden ser instaladas en techos y áreas de flujo turbulento con más éxito que una turbina de eje horizontal, además generan menor ruido, por lo que, ofrecen ventajas en su operación cuando se utilizan en ambientes urbanos [10] [38]. Por esta razón, en este trabajo se investigan turbinas eólicas de eje vertical.

2.5.3. Coeficientes de turbinas eólicas

Una turbina eólica transforma la energía cinética del viento en energía mecánica. El potencial máximo disponible es obtenido si teóricamente la velocidad del viento se reduce

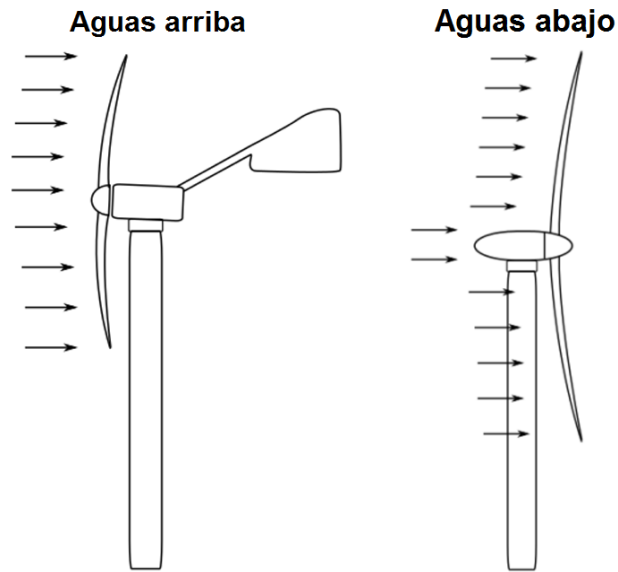


Figura 2.13: Turbinas Horizontales [13].

a cero.

$$Potencial_{m\acute{a}x} = \frac{1}{2} \dot{m} v_0^2 = \frac{1}{2} \rho A v_\infty^3 = q_\infty A v_\infty \quad (2.2)$$

Donde, \dot{m} es el flujo m\acute{a}sico, ρ es la densidad del aire, A es el \u00e1rea transversal, v_∞ es la velocidad del aire.

En la pr\u00e1ctica, la velocidad del viento no puede ser reducida a cero, por lo que se define el coeficiente de potencia C_P como la relaci\u00f3n entre la potencia obtenida y el potencial m\u00e1ximo disponible.

$$C_P = \frac{P}{q_\infty A v_\infty} \quad (2.3)$$

Existe un m\u00e1ximo te\u00f3rico para el valor del coeficiente de potencia conocido como L\u00edmite de Betz.

$$C_P \leq \frac{16}{27} \approx 0,5926 \quad (2.4)$$

Adicionalmente, se tiene el coeficiente de momento definido en la Ecuaci\u00f3n (2.5). Para la comparaci\u00f3n de la potencia mec\u00e1nica se utilizar\u00e1 el coeficiente de momento, ya que se encuentra relacionado con el coeficiente de potencia mediante la ecuaci\u00f3n $P = \omega M$.

$$C_M = \frac{M}{q_\infty A R} \quad (2.5)$$

2.5.4. Relación de velocidad de punta de álabe

El concepto que relaciona la potencia de las turbinas eólicas con su velocidad de rotación es la relación de velocidad de punta de álabe, TSR (por sus siglas en inglés), que es un factor adimensional y se define en la Ecuación (2.6) [29].

$$TSR = \frac{\text{Velocidad de la punta del rotor}}{\text{Velocidad de corriente libre}} = \frac{\omega r}{V_{\infty}} \quad (2.6)$$

Si un rotor gira demasiado lento, la mayor parte del viento pasará sin perturbaciones a través de los espacios entre los álabes del rotor y, debido a lo cual, no se extrae tanta energía como se podría. Por otra parte, si el rotor gira demasiado rápido, los álabes aparecen como una pared sólida al viento, disminuyendo la cantidad de viento que pasa a través de los álabes, de modo que disminuye la energía que podría extraer, además, se crea una gran cantidad de arrastre [37]. En la Figura 2.14 podemos observar de manera esquemática el coeficiente de potencia en función de la relación de punta de álabe para diferentes diseños de turbina eólica.

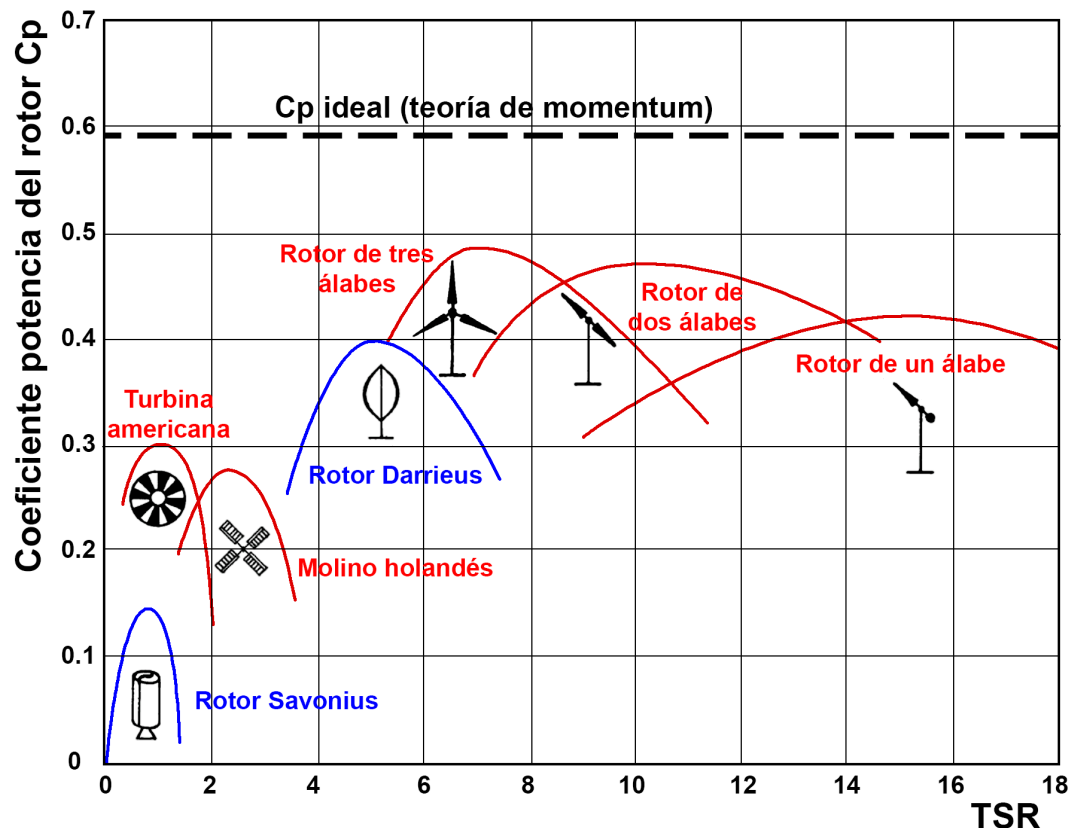


Figura 2.14: Coeficiente de potencia de rotores eólicos de diferentes diseños [19].

La relación óptima de velocidad de punta de álabe depende del perfil aerodinámico de los álabes, del número de álabes y del tipo de aerogenerador. En general, las grandes turbinas eólicas de tres álabes operan a una TSR entre 6 y 8. Además de los factores

mencionados anteriormente, otras preocupaciones dictan la óptima TSR para una turbina específica. En general, es deseable una TSR alta porque permite un funcionamiento eficiente de un generador eléctrico, sin embargo, las desventajas de una TSR alta incluyen:

- Las puntas de los álabes están sujetas a mayor erosión del borde de ataque debido al polvo en suspensión y las partículas de arena, requiriendo tratamientos especiales de vanguardia para mitigar tales daños.
- Se genera ruido, tanto audible como inaudible.
- Vibraciones, especialmente en turbinas de 1 o 2 álabes.
- Reducción de la eficiencia del rotor debido a mayores pérdidas por arrastre y en la punta del álabes.
- Requieren sistemas de frenado mucho más grandes para evitar que el rotor alcance una condición fuera de control, que puede causar la desintegración de los álabes.

Por estas razones, no es deseable una velocidad de punta de álabes alta para una turbina eólica en zonas urbanas.

2.6. Generación de entropía

En la ingeniería, la segunda ley de la termodinámica puede utilizarse para determinar el mejor rendimiento teórico de los sistemas. Si se compara el rendimiento real con el mejor rendimiento teórico, a menudo se pueden obtener conocimientos sobre el potencial de mejora. A continuación, se entrega información acerca de los procesos irreversibles y la tasa de generación de entropía.

2.6.1. Procesos irreversibles

Un proceso se llama irreversible si el sistema y todas las partes de su entorno, después de que el proceso haya ocurrido, no pueden ser restaurados exactamente a sus estados iniciales respectivos. De igual manera, un proceso es reversible si tanto el sistema como el entorno pueden ser devueltos a sus estados iniciales. Un sistema que ha sufrido un proceso irreversible no está necesariamente impedido de ser restaurado a su estado inicial, sin embargo, si el sistema se restableciera a su estado inicial, no sería posible devolver los alrededores al estado en el que estaban. La segunda ley puede usarse para determinar si tanto el sistema como el entorno pueden ser devueltos a sus estados iniciales después de que se ha producido un proceso, es decir, si un proceso dado es reversible o irreversible [26].

Los procesos que involucran eventos espontáneos son irreversibles, como una transferencia de calor o una expansión sin tensión de un gas o líquido. La fricción, la resistencia eléctrica, la histéresis y la deformación inelástica son ejemplos cuya presencia durante un proceso lo hace irreversible.

2.6.2. Tasa de generación de entropía

La segunda ley de la termodinámica establece que todos los procesos de la vida real son irreversibles, considerando un volumen de control, esta afirmación se puede expresar según [3]:

$$\frac{\partial S_{CV}}{\partial t} \geq \sum \frac{q_i}{T_i} + \sum_{\text{entradas}} \dot{m}s - \sum_{\text{salidas}} \dot{m}s \quad (2.7)$$

Donde, S_{CV} es la entropía instantánea en el interior del volumen de control, $\dot{m}s$ representa el flujo de entropía de entrada o salida del volumen de control, y T_i es la temperatura absoluta del borde atravesado por la transferencia de calor q_i . La irreversibilidad de un proceso se cuantifica por la tasa de generación de entropía S_{gen} , definida como:

$$S_{gen} = \frac{\partial S_{CV}}{\partial t} - \sum \frac{q_i}{T_i} - \sum_{\text{entradas}} \dot{m}s + \sum_{\text{salidas}} \dot{m}s \geq 0 \quad (2.8)$$

El cambio de entropía de un sistema no se explica únicamente por la transferencia de entropía, sino que se debe en parte a la tasa de generación de entropía. El término S_{gen} es positivo cuando las irreversibilidades internas están presentes durante el proceso y desaparece cuando no hay irreversibilidades internas. Puesto que S_{gen} mide el efecto de irreversibilidades presentes dentro del sistema durante un proceso, su valor depende de la naturaleza del proceso y no únicamente de los estados finales.

Se puede demostrar que la tasa de destrucción del trabajo útil en un sistema de ingeniería, W_{lost} , es directamente proporcional a la tasa de generación de entropía.

$$W_{lost} = T_0 S_{gen} \quad (2.9)$$

Donde, T_0 es la temperatura absoluta del ambiente. La Ecuación (2.9) enfatiza la importancia en la ingeniería de estimar la irreversibilidad o tasa de generación de entropía de los procesos: si no se usan sabiamente, estos procesos contribuyen al desperdicio de recursos [3].

La Ecuación (2.8) puede aplicarse a un volumen de control de tamaño finito en un campo de flujo. Así, la tasa de generación de entropía por unidad de tiempo y por unidad de volumen \dot{S}_{gen}''' es:

$$\dot{S}_{gen}''' = \frac{k}{T^2} |\nabla T|^2 + \frac{\mu}{T} \Phi \geq 0 \quad (2.10)$$

Donde k (conductividad térmica) y μ (viscosidad) se han asumido constantes, y Φ es la función de disipación viscosa [3]. Considerando una situación en dos dimensiones, la tasa de generación de entropía local es:

$$\dot{S}_{gen}''' = \frac{k}{T^2} \left[\left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \left(\frac{\partial T}{\partial y} \right)^2 \right] + \frac{\mu}{T} \left\{ 2 \left[\left(\frac{\partial v_x}{\partial x} \right)^2 + \left(\frac{\partial v_y}{\partial y} \right)^2 \right] + \left(\frac{\partial v_x}{\partial y} + \frac{\partial v_y}{\partial x} \right)^2 \right\} \geq 0 \quad (2.11)$$

En las dos últimas ecuaciones, T representa la temperatura absoluta del punto donde \dot{S}_{gen}''' está siendo evaluada. La Ecuación (2.11) ilustra la contribución entre la disipación viscosa y el contacto térmico imperfecto (gradientes de temperatura finita) en la generación de entropía.

Independiente del cálculo del balance de entropía, el objetivo en muchas aplicaciones es evaluar la tasa de generación de entropía. Sin embargo, el valor de la tasa de generación de entropía para un proceso dado de un sistema, generalmente, no tiene mucha importancia por sí mismo. Su importancia es a través de la comparación [3]. Por ejemplo, en un sistema se pueden comparar los valores de producción de entropía de diferentes componentes, permitiendo concentrar la atención en los componentes que más contribuyen al funcionamiento ineficiente del sistema.

La tasa de generación de entropía (S_{gen}) se determina para cada modelo, y el acercamiento hacia la idealidad termodinámica se representa por el diseño con menor tasa de generación de entropía ($S_{gen,min}$). Para comparar diferentes modelos transientes, se utiliza el valor promedio de la tasa de generación de entropía (\bar{S}_{gen}) y la comparación se realiza mediante el número de generación de entropía (N_S) según la Ecuación (2.12).

$$N_S = \frac{\bar{S}_{gen}}{S_{gen,min}} \geq 1 \quad (2.12)$$

La Ecuación (2.11) es la ecuación que se utiliza en este trabajo de investigación para obtener la tasa de generación de entropía por unidad de volumen y tiempo, luego se integra en los volúmenes de control y se promedia en una rotación de turbina para obtener la tasa de generación de entropía promedio. La comparación se realiza mediante el número de generación de entropía, por lo tanto, la generación de entropía se analiza indirectamente con este parámetro.

Capítulo 3

Dinámica de Fluidos Computacional

La dinámica de fluidos computacional ha llegado ciertamente a la mayoría de edad en las aplicaciones industriales y la investigación académica. Al principio, este popular campo de estudio, generalmente denominado por sus siglas en inglés CFD (*Computational Fluid Dynamics*), sólo se conocía en las áreas de alta tecnología de ingeniería aeronáutica y astronáutica, pero ahora se está convirtiendo en una metodología rápidamente adoptada para resolver problemas complejos en la moderna práctica de ingeniería. CFD, que se deriva de las disciplinas de la mecánica de fluidos y la transferencia de calor, también está encontrando su camino en importantes áreas inexploradas, especialmente en procesos, química, civil e ingeniería ambiental. La construcción de diseños de sistemas nuevos y mejorados, y la optimización de los equipos existentes a través de simulaciones computacionales están resultando en una mayor eficiencia y menores costos [36].

Tres enfoques básicos son considerados en la dinámica de fluidos: analítico, experimental y computacional. Tradicionalmente, se han utilizado tanto métodos experimentales como analíticos para estudiar los diversos aspectos de la dinámica de fluidos y para ayudar en el diseño de equipos y procesos industriales. Con el advenimiento de las computadoras digitales, el aspecto computacional ha surgido como otro enfoque viable. Aunque el método analítico sigue siendo practicado por muchos, y los experimentos continuarán realizándose significativamente, la tendencia es claramente hacia una mayor dependencia del enfoque computacional para los diseños industriales, particularmente cuando los flujos son muy complejos.

CFD se ha convertido en una potente herramienta que puede emplearse tanto para la investigación como para aplicaciones industriales. Las simulaciones y análisis computacionales se realizan cada vez más en muchas aplicaciones de ingeniería de fluidos, que incluyen las áreas: aeroespacial (aviones y motores de cohetes), automovilística (reducción de coeficientes de arrastre para automóviles y mejora de la toma de aire en motores), biomédica (flujos de sangre en corazones artificiales y flujos de aire en la respiración), química (flujos a través de bombas y tuberías), civil y ambiental (restauración de ríos y dispersión de contaminantes), energética (eficiencia energética de turbinas, localización de parques eólicos y predicción de desempeño), y deportiva (equipos de natación, reducción de arrastre en bicicleta). A través del CFD, se puede obtener un mayor conocimiento

de cómo se espera que los componentes del sistema se desempeñen, de manera que se realicen las mejoras necesarias para los estudios de diseño y optimización.

Se debe ser consciente de algunas limitaciones inherentes de la aplicación de CFD. Existen errores numéricos en los cálculos, por lo tanto, habrá diferencias entre los resultados calculados y la realidad. La visualización de soluciones numéricas utilizando vectores, contornos o películas animadas de flujos inestables es la manera más eficaz de interpretar la gran cantidad de datos generados a partir del cálculo numérico. Sin embargo, existe el peligro de que una solución errónea, que puede parecer buena, no corresponda al comportamiento previsto del flujo. Se han encontrado numerosas características de flujo producidas numéricamente incorrectas que podrían haber sido interpretadas como fenómenos físicos aceptables. Los cuadros de color pueden implicar un retrato realista de la mecánica de fluidos real dentro del sistema de flujo, pero son inútiles si no son cuantitativamente correctas. Los resultados numéricos obtenidos siempre deben ser examinados minuciosamente antes de que se acepten.

3.1. Método de volúmenes finitos

El método de volumen finito es una técnica numérica que transforma las ecuaciones diferenciales parciales, que representan las leyes de conservación sobre los volúmenes diferenciales, en ecuaciones algebraicas discretas sobre volúmenes finitos. El primer paso en el proceso de solución es la discretización del dominio geométrico, que en el método se discretiza en elementos no superpuestos o volúmenes finitos. Las ecuaciones diferenciales parciales son entonces discretizadas o transformadas en ecuaciones algebraicas, integrándolas sobre cada elemento discreto según la Ecuación (3.1), que es la forma general de la ley de conservación para una cantidad vectorial \vec{U} dentro de un volumen Ω . Posteriormente, el sistema de ecuaciones algebraicas se resuelve para calcular los valores de la variable dependiente para cada uno de los elementos.

Algunos de los términos de las ecuaciones de conservación se convierten en flujos de caras en el método y se evalúan en las caras del volumen finito. Debido al flujo que entra en un determinado volumen es idéntico al que se encuentra saliendo del volumen adyacente, el método de volúmenes finitos es estrictamente conservativo. Esta propiedad inherente lo convierte en el método preferido en CFD. Otro atributo importante del método es que puede formular espacios físicos en mallas no estructuradas. Finalmente, en el método de volúmenes finitos es bastante fácil implementar una variedad de condiciones de contorno de una manera no invasiva.

Estas características han hecho que el método de volúmenes finitos sea bastante adecuado para la simulación numérica de una variedad de aplicaciones que implican flujos de fluidos y transferencia de calor y masa. Los desarrollos en el método se han relacionado estrechamente con los avances en CFD, el método es ahora capaz de hacer frente a todo tipo de física y aplicaciones complejas [27].

$$\frac{\partial}{\partial t} \int_{\Omega} \vec{U} \, d\Omega + \oint_{\partial\Omega} [(\overline{\overline{F}}_C - \overline{\overline{F}}_D) \cdot \vec{n}] \, dS = \int_{\Omega} \vec{Q}_V \, d\Omega + \oint_{\partial\Omega} (\overline{\overline{Q}}_S \cdot \vec{n}) \, dS \quad (3.1)$$

Donde $\overline{\overline{F}}_C$ representa el tensor de flujo convectivo, $\overline{\overline{F}}_D$ el tensor de flujo difusivo, \vec{Q}_V al vector de fuente volumétrica, $\overline{\overline{Q}}_S$ el tensor fuente superficial.

La formulación integral de la ley de conservación, en la Ecuación (3.1), tiene dos importantes y deseables propiedades [5]:

- Si no hay presente fuentes volumétricas, la variación de \vec{U} depende solamente del flujo que atraviesa el borde $\partial\Omega$ y no depende de ningún flujo al interior del volumen del control Ω .
- La forma particular permanece válida en la presencia de discontinuidades en el campo de flujo, como ondas de choque o discontinuidades de contacto.

3.2. Modelos de turbulencia

Esta sección se dedica, de manera breve, a revisar diferentes enfoques para modelar flujos turbulentos alrededor de turbinas eólicas de eje vertical. Para mayor información o detalles acerca de turbulencia, se pueden buscar libros dedicados al tema [15].

3.2.1. Modelo $\kappa - \varepsilon$

El modelo de turbulencia $\kappa - \varepsilon$ calcula la viscosidad de vórtices en las ecuaciones de RANS (por sus siglas en inglés, *Reynolds Averaged Navier-Stokes*) resolviendo dos ecuaciones de transporte, para la energía cinética turbulenta (κ) y la tasa de disipación turbulenta (ε). Este modelo es numéricamente estable, robusto y popular para una amplia gama de flujos turbulentos en simulaciones de transferencia de calor y flujos industriales. Se presentan tres modelos: $\kappa - \varepsilon$ estándar, RNG $\kappa - \varepsilon$ (Por sus siglas en inglés, Renormalization Group) y $\kappa - \varepsilon$ realizable. Todos los modelos tienen ecuaciones de transporte similares para la energía cinética turbulenta y la tasa de disipación turbulenta. Las principales diferencias entre los modelos son el método de cálculo de la viscosidad turbulenta, los términos de generación y destrucción en la ecuación de ε , y los números de Prandtl turbulentos que gobiernan la difusión turbulenta de κ y ε .

El modelo de turbulencia $\kappa - \varepsilon$ estándar determina la longitud turbulenta y la escala de tiempo resolviendo dos ecuaciones de transporte para κ y ε . El modelo de turbulencia $\kappa - \varepsilon$ estándar es un modelo semi-empírico, la derivación de las ecuaciones se basa en consideraciones fenomenológicas y empirismo. El modelo de turbulencia asume que el flujo es completamente turbulento y descuida los efectos de la viscosidad molecular.

El modelo de turbulencia RNG $\kappa - \varepsilon$ se deriva mediante una técnica estadística llamada teoría de Re-Normalización de Grupo. Este modelo tiene varias modificaciones, tales como considerar los efectos de la rotación sobre la viscosidad turbulenta, un término adicional en la ecuación para los flujos de tensión rápida y emplear una fórmula analítica para los números de Prandtl turbulentos en lugar de valores constantes. Por lo tanto, el modelo de turbulencia RNG $\kappa - \varepsilon$ es más preciso y fiable para una gama más amplia de flujos de turbulencia en comparación con el modelo de turbulencia $\kappa - \varepsilon$ estándar.

El modelo de turbulencia $\kappa - \varepsilon$ realizable suele ser recomendado para cuerpos rotativos. El coeficiente de sustentación en este modelo de turbulencia se expresa como una función del flujo medio y las propiedades de la turbulencia. Este modelo conduce a mejores resultados para los flujos de vórtices y algunos flujos que implican separación.

3.2.2. Modelo $\kappa - \omega$ SST

El modelo de turbulencia $\kappa - \omega$ SST (por sus siglas en inglés, *Shear Stress Transport*) es una combinación de elementos superiores de modelos de turbulencia $\kappa - \omega$ y $\kappa - \varepsilon$. Utiliza el modelo $\kappa - \omega$ en la parte interna de la capa límite y cambia gradualmente al modelo de turbulencia $\kappa - \varepsilon$ estándar en la región de estela de la capa límite y las capas de corte libre. La transición entre estos dos modelos se basa en una función de mezcla. Esta función de mezcla tiene un valor de uno en la subcapa y la región logarítmica de la capa límite y gradualmente cambia a cero en la región de estela y capas de corte libre. La otra característica del modelo de turbulencia $\kappa - \omega$ SST es que la formulación de viscosidad turbulenta se modifica para tener en cuenta el efecto del transporte turbulento de la tensión de corte. Este transporte turbulento de esfuerzo cortante es importante para predecir flujos con gradientes de presión adversos.

3.2.3. Modelo Transición SST

El modelo de turbulencia de Transición SST se basa en el acoplamiento de las ecuaciones de transporte $\kappa - \omega$ SST con otras dos ecuaciones de transporte, para la intermitencia y el número de Reynolds del espesor de momento de transición. El modelo de turbulencia de Transición SST conduce a resultados más precisos en comparación con los modelos clásicos totalmente turbulentos, siendo capaz de predecir los fenómenos de separación de flujo.

3.2.4. Modelo Simulación de Vórtices Grandes

El modelo LES (por sus siglas en inglés *Large Eddy Simulation*) se basa en una separación de escala. Las escalas grandes, que contienen la mayor cantidad de energía y transporte de las propiedades del flujo, se resuelven, mientras las escalas pequeñas,

que se comportan de manera universal, están simplemente modeladas. El modelo LES es exacto, pero es bastante costoso computacionalmente.

3.2.5. Modelo RANS-LES Híbrido

El modelo de turbulencia RANS-LES Híbrido es una técnica de mezcla entre el método estadístico RANS y el método LES. El principio básico es resolver la capa límite con RANS, mientras que LES se emplea para las regiones de flujo externo y separación. Este método supera las demandas computacionales excesivas de LES y tiene una mejor precisión en comparación con el RANS.

3.3. Recomendaciones para CFD de VAWT

A continuación se incluyen recomendaciones para realizar simulaciones CFD de turbinas eólicas de eje vertical.

3.3.1. Dominio

El tamaño del dominio computacional debe ser lo suficientemente grande para minimizar las incertidumbres en las condiciones de contorno en los resultados y reproducir correctamente el efecto de estela y el flujo alrededor de los álabes. Por otro lado, no debe ser demasiado grande para no incrementar inútilmente el tiempo computacional. Utilizar condiciones de borde adecuadas permite evitar los efectos de pared y, por lo tanto, reducir sustancialmente el tamaño del dominio [22].

3.3.2. Malla

Un aspecto crucial para la simulación CFD de una turbina eólica es la malla computacional. Un mallado de alta calidad puede mejorar la velocidad de convergencia y la exactitud computacional, mientras que una malla de baja calidad puede dar lugar a resultados insignificantes o incluso fallos de cálculo. Generalmente, las mallas se clasifican en estructuradas y no estructuradas. En las mallas estructuradas cada nodo puede ser identificado de forma única por índices y los elementos de la cuadrícula son cuadriláteros en 2D y hexaedros en 3D. Por otro lado, cuando los nodos de la malla no tienen un orden particular y los nodos vecinos no pueden ser identificados directamente por índices, entonces la malla no es estructurada. La principal ventaja de las mallas estructuradas se debe a la representación del espacio de direcciones lineales por los índices de los nodos. Esta

propiedad conduce a un acceso muy rápido y fácil de los nodos vecinos en una malla. Su desventaja es la difícil generación para geometrías complejas [16].

La resolución de la malla requerida depende fuertemente del problema. Por lo tanto, es necesario un estudio de sensibilidad de malla para determinar la resolución adecuada. Generalmente, el uso de malla más fina produce que los resultados numéricos sean más precisos, pero también requiere mayor memoria y tiempo computacional. El tamaño óptimo de malla puede determinarse aumentando la resolución de la malla hasta cuando un refinamiento adicional no cambia significativamente los resultados.

3.3.3. Configuración del solucionador

Para tener en cuenta los efectos inestables, es necesario utilizar el solucionador en versión transiente, además, como el objetivo es reproducir la operación de una máquina rotatoria, se recomienda el modelo SMM (por sus siglas en inglés, *Sliding Mesh Model*) [2].

El algoritmo de discretización espacial de Segundo Orden Aguas Arriba (Second Order Upwind) para las ecuaciones y el algoritmo Basado en Celdas de Mínimos Cuadrados (Least Squares Cell Based) para los gradientes, son bien conocidos por obtener mejores resultados por su reducción considerable de errores de interpolación y falsa difusión numérica [5].

Con el objetivo de obtener una mejor solución y reducir los tiempos de simulación, el manual del usuario del software Fluent recomienda utilizar condición de borde tipo Muro (Wall) en los álabes, tipo Velocidad de Entrada (Velocity Inlet) en el borde de entrada, tipo Simetría (Symmetry) en los bordes laterales y Presión de Salida (Pressure Outlet) en el borde de salida. Entre los diferentes dominios interiores se debe utilizar el tipo Interfaz (Interface) para el modelo SMM [2].

En cuanto al esquema o procedimiento numérico para resolver las ecuaciones, los mejores resultados se obtienen utilizando el esquema PISO (Presión implícita con la división de operadores), mientras que el esquema SIMPLE (método semi-implícito para ecuaciones enlazadas a la presión) es ineficiente a bajas velocidades de punta de álabes y el esquema COUPLED (acoplamiento presión-velocidad) no es capaz de predecir el comportamiento del flujo alrededor de los álabes [22].

3.3.4. Modelo de turbulencia

El primer nivel de aproximación de la turbulencia es alcanzado por los modelos basados en LES. Debido a que LES es inherentemente en tres dimensiones e inestable, demanda demasiados recursos computacionales. El segundo nivel de aproximación es representado por los modelos RANS, cuya principal ventaja es una reducción considerable del recurso computacional, siendo muy popular en aplicaciones de ingeniería [36].

En las turbinas eólicas de eje vertical los fenómenos de entrada en pérdida son de crucial importancia para su modelado. Por esta razón, el uso de un modelo de Transición SST calibrado debería conducir a una predicción más realista del comportamiento aerodinámico. El modelo de transición por defecto no es capaz de predecir adecuadamente el comportamiento de los álabes, por lo tanto, se deben calibrar los parámetros de correlación local a través de una serie de pruebas CFD en 2D de perfiles alares y utilizar estos parámetros de correlación óptima para el modelo CFD de turbinas eólicas. La calibración del modelo de transición SST se lleva a cabo con un proceso de optimización de las variables de correlación local y se requieren los datos experimentales de los álabes [22].

3.3.5. Discretización del tiempo

El paso del tiempo debe ser lo suficientemente pequeño para capturar adecuadamente los vórtices a pequeña escala con alta frecuencia, especialmente a alta velocidad de rotación y alta velocidad del viento. La recomendación inicial es utilizar un paso de tiempo equivalente a la rotación de 1° del rotor [16] [22].

3.3.6. Criterio de convergencia

En cualquier simulación CFD se requiere evaluar si la solución a las ecuaciones gobernantes ha convergido a la solución final a través de algunos procedimientos iterativos. Hay varias maneras de comprobar la convergencia de la solución, una de ellas es comprobar si los residuos del proceso iterativo para las ecuaciones que gobiernan han alcanzado un cierto valor. La supervisión de una cantidad aerodinámica acumulada, tal como la sustentación o el momento, puede presentar una tendencia oscilante constante que permite comprobar la convergencia de la solución.

Capítulo 4

Metodología

En este capítulo se incluye el planteamiento del problema a resolver, los parámetros relevantes y se detalla la metodología empleada para cumplir con los objetivos del trabajo de investigación. Además, se incluye el método de análisis de resultados.

4.1. Definición del problema

En este trabajo de investigación se busca implementar un modelo CFD de tres turbinas eólicas de eje vertical para analizar comparativamente la generación de entropía y la potencia mecánica en diferentes configuraciones de emplazamiento.

Las simulaciones se realizaron en la versión académica del software comercial *ANSYS Fluent 17.1* utilizando el método de volúmenes finitos. Se consideraron diferentes emplazamientos de turbinas eólicas verticales para un total de 28 casos, donde las configuraciones se identifican con dos parámetros espaciales. Para economizar tiempo de iteración, las simulaciones se realizaron en dos dimensiones, se consideró un flujo incompresible en estado transiente y sin transferencia de calor, además, la turbulencia se resolvió mediante el modelo $\kappa - \omega$ SST.

4.2. Descripción del emplazamiento de turbinas eólicas

El emplazamiento de turbinas eólicas depende de varios factores geográficos que influyen principalmente en la intensidad del viento, pero si consideramos ciertas zonas planas con una velocidad y dirección del viento establecidas, el emplazamiento para una turbina eólica puede ser simple, pero para una mayor cantidad de turbinas la solución no es sencilla y lo que se desea es aprovechar la mayor cantidad de recurso eólico disponible. Debido a los cambios del viento al enfrentar un obstáculo, diferentes configuraciones de

emplazamiento poseen distintas tasas de generación de entropía y trabajo mecánico, por lo tanto, al cambiar la configuración de emplazamiento de turbinas eólicas se modifica la tasa de destrucción del trabajo útil. De esta forma, se busca comparar la tasa de generación de entropía y la potencia mecánica en función de la configuración de emplazamiento de turbinas eólicas. A modo de simplificación, como se puede observar en la Figura 4.1, se utilizaron dos turbinas eólicas fijas aguas arriba (TA y TB). La separación entre las turbinas aguas arriba era a y éstas se encontraban a una distancia b del centro de referencia (punto rojo). Una tercera turbina se ubicó aguas abajo (TC), cuyo centro debía estar en el interior de un dominio rectangular de largo c y ancho d , desde el centro de referencia. La posición de la turbina aguas abajo (TC) dependía de dos parámetros: X e Y .

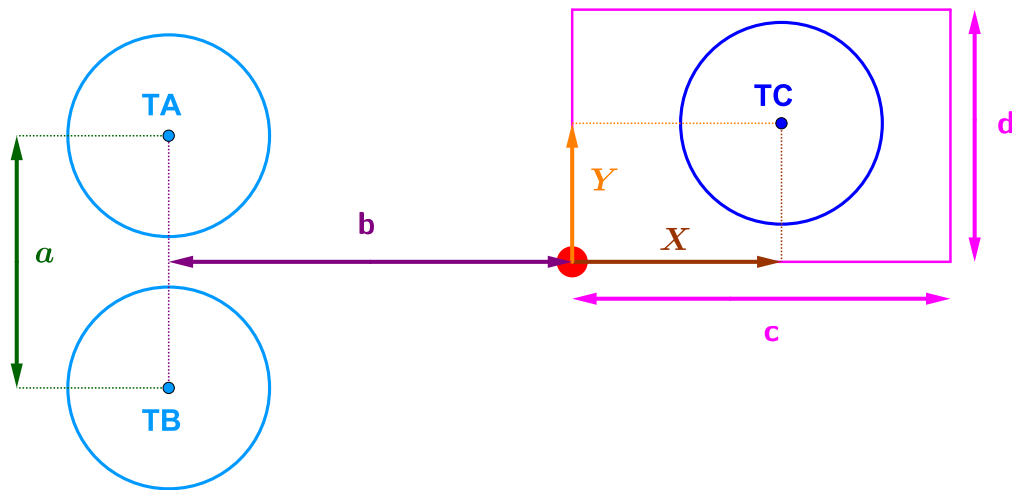


Figura 4.1: Descripción del emplazamiento de turbinas eólicas.

En la Figura 4.1 se muestra la base que representa las diferentes configuraciones de emplazamiento. Cuatro parámetros eran fijos: $a = 10 [m]$, $b = 16 [m]$, $c = 6 [m]$ y $d = 5 [m]$. Los parámetros X e Y fueron variables y tuvieron los siguientes valores:

$$X = 0, 1; 2, 0; 4, 0; 6, 0 [m]$$

$$Y = 1, 0; 2, 0; 3, 0; 3, 5; 4, 0; 4, 5; 5, 0; [m]$$

Para establecer los valores del parámetro X se consideró un desplazamiento de un tercio de diámetro de turbina, además, por restricciones del modelo computacional (parámetros mayores que cero), el primer valor se desplazó $0, 1 [m]$. En cuanto al parámetro Y , se consideró que los resultados serían más sensibles a la variación en este eje, por ello se estableció un desplazamiento de $1 [m]$ con dos valores adicionales intermedios cuando la turbina TC se encontraba más obstaculizada por la turbina TA.

Las combinaciones entre los valores de X e Y son los 28 casos a considerar, los que se muestran en la Tabla 4.1. Todas las turbinas se representaron por tres álabes con perfiles alares NACA 0021, con cuerda de $0, 25 [m]$, diámetro de $6 [m]$, el eje se consideró como un círculo de diámetro de $0, 2 [m]$ y todas las turbinas tuvieron la misma velocidad angular

Caso	x [m]	y [m]	Caso	x [m]	y [m]
1	0,1	1,0	15	4,0	3,5
2	2,0	1,0	16	6,0	3,5
3	4,0	1,0	17	0,1	4,0
4	6,0	1,0	18	2,0	4,0
5	0,1	2,0	19	4,0	4,0
6	2,0	2,0	20	6,0	4,0
7	4,0	2,0	21	0,1	4,5
8	6,0	2,0	22	2,0	4,5
9	0,1	3,0	23	4,0	4,5
10	2,0	3,0	24	6,0	4,5
11	4,0	3,0	25	0,1	5,0
12	6,0	3,0	26	2,0	5,0
13	0,1	3,5	27	4,0	5,0
14	2,0	3,5	28	6,0	5,0

Tabla 4.1: Parámetros de configuración de emplazamiento.

en sentido antihorario sincronizadas. Este diseño se utilizó para comparar con datos de simulaciones obtenidos por Rangel [30].

4.3. Dominio

En la realización de la simulación se utilizan tres dominios rotatorios y un dominio estático para utilizar el modelo SMM. La sección de los dominios rotatorios es circular de 8 [m] de diámetro e incluyen a cada una de las turbinas. Con el fin de trabajar y mejorar el mado computacional, se realizan cuatro subdominios al interior de cada dominio rotatorio, conteniendo a un álabe o a un eje de turbina. Estos subdominios poseen la misma forma que el perfil alar o el eje, pero expandidos a una distancia de $0,25$ [m]. El dominio estático corresponde a la unión de un rectángulo con un semicírculo en una de sus caras, su ancho es de 50 [m] (sobre 8 diámetros de turbina) y un largo de 100 [m] (sobre 16 diámetros de turbina). Un esquema del dominio se muestra en la Figura 4.2, donde se incluye un acercamiento (línea marrón) en una turbina para apreciar los subdominios.

4.4. Malla

Para obtener un mado de buena calidad, los diferentes dominios fueron mados de manera separada pero consistente en las zonas de interfaces. El proceso de generación de malla se inició por los subdominios alrededor de los álabes y ejes, posteriormente con el dominio giratorio, para terminar con el dominio estático. Para mejorar la velocidad

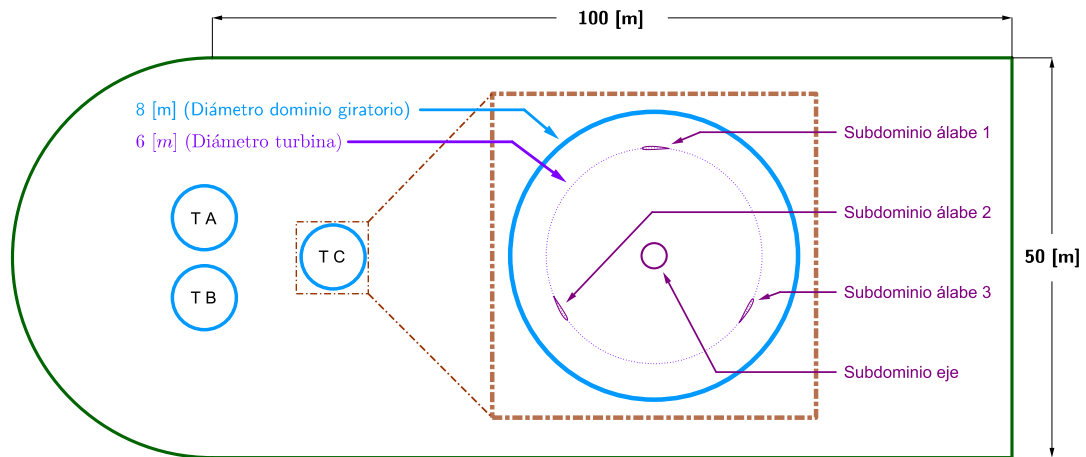


Figura 4.2: Dominio computacional.

de convergencia, se realizó una malla estructurada en zonas de importancia (álabes e interfaces), con elementos cuadriláteros dominantes.

El Tamaño del Borde (*Edge Sizing*) de los álabes se definió en $1 [mm]$, para el Espesor de la Primera capa (*First Layer Thickness*) se utilizó $0,5 [mm]$ con 20 Capas Máximas (*Maximun Layers*) y Tasa de Crecimiento (*Growth Rate*) en 1,1. En la zona exterior de los álabes, se fijó un tamaño de elemento uniforme de $7 [mm]$. Para la zona del eje se estableció el Número de Divisiones (*Number of Divisions*) en 100. Para el dominio giratorio se asignó el Tamaño del Elemento (*Element Size*) en $25 [mm]$. El tamaño de los elementos del mallado fueron menores a lo utilizado por Rangel [30] en las zonas de importancia y mayores en las zonas alejadas del dominio, esperando lograr un mejor resultado sin aumentar considerablemente el tiempo de simulación.

Se realizó un estudio de sensibilidad de malla para asegurar que la resolución fuese adecuada, corroborando que un aumento en la resolución de la malla no cambia de manera significativamente los resultados. Este aumento en la resolución se ejecutó modificando los parámetros de configuración de la malla en las distintas zonas del dominio de manera homogénea.

4.5. Configuración del solucionador

Siguiendo las indicaciones presentadas en el capítulo anterior se utilizó el solucionador en versión transiente y el modelo SMM. Con el propósito de comparación de resultados se utilizan las mismas condiciones del borde de entrada utilizadas por Rangel [30], en particular, la velocidad de entrada es $10 [m/s]$. En los bordes laterales se utiliza la condición

de simetría y para el borde de salida presión de salida. Para los bordes de interacción entre diferentes dominios se establece interfaz.

Para la resolución de la turbulencia, se recomienda utilizar el modelo de Transición SST calibrado, pero con el fin disminuir el tiempo de simulación, se decidió evitar el proceso de calibración, utilizando el modelo SST $\kappa - \omega$. Como primer paso de investigación se priorizó una baja velocidad de rotación de las turbinas, por lo tanto, se utilizó la mínima velocidad de rotación simulada por Rangel. La recomendación inicial de un paso de tiempo equivalente a la rotación de 1° del rotor se considera en el modelado de una turbina, considerando que el problema posee tres turbinas, se estableció una aproximación de la cuarta parte del paso de tiempo recomendado. La configuración detallada del solucionador y las condiciones de borde se encuentran en la Tabla 4.2, esta configuración se encuentra definida de manera predeterminada y se modificaron algunos parámetros siguiendo las recomendaciones del manual del usuario del software [2].

Parámetro	Configuración
Solucionador	Transiente, Basado en Presión
Modelo	Energía, $\kappa - \omega$ SST
Esquema numérico	PISO
Temperatura del aire	300 [K]
Viscosidad del aire	$1,7894 \cdot 10^{-5}$ [kg/ms]
Velocidad de entrada	10 [m/s]
Velocidad de rotación	3,33 [rad/s]
Gradientes	Celdas de Mínimos Cuadrados
Presión	Segundo Orden
Momento	Segundo Orden Aguas Arriba
Energía Cinética Turbulenta	Segundo Orden Aguas Arriba
Tasa de Disipación Específica	Segundo Orden Aguas Arriba
Energía	Segundo Orden Aguas Arriba
Iniciación de la Solución	Estándar
Paso de tiempo	0,001 [s]
Iteraciones por paso de tiempo	20

Tabla 4.2: Parámetros de configuración del solucionador.

Con el fin de obtener la tasa de generación de entropía, se creó una función de campo personalizada (*Custom Field Function*) y mediante una definición de reporte (*Report Definition*) se realizó una integral sobre el área por cada superficie y paso de tiempo. Para obtener el coeficiente de momento también se utilizó la definición de reporte. Las ecuaciones específicas del software para el cálculo de los coeficientes se presentan en la Ecuación (4.1) y en la Ecuación (4.2), respectivamente, donde A es el centro de momento, B el origen de la fuerza, $r_{\vec{AB}}$ el vector de momento, \vec{F}_p el vector de fuerza por presión, y \vec{F}_v el vector de fuerza viscosa.

$$\int_t \int_S \dot{S}_{gen}''' = \int_t \int_S + \frac{\mu}{T} \left\{ 2 \left[\left(\frac{\partial v_x}{\partial x} \right)^2 + \left(\frac{\partial v_y}{\partial y} \right)^2 \right] + \left(\frac{\partial v_x}{\partial y} + \frac{\partial v_y}{\partial x} \right)^2 \right\} \quad (4.1)$$

$$C_M = \frac{M}{q_\infty AR}, \quad M = r_{AB} \times \vec{F}_P + r_{AB} \times \vec{F}_v \quad (4.2)$$

Basado en los resultados obtenidos por Rangel, para la velocidad de rotación, a la tercera rotación de turbina, se obtienen resultados con un error menor al 1 %, considerando que se tienen tres turbinas eólicas y una malla diferente, para todos los casos se realizó una simulación inicial correspondiente a seis rotaciones completas de turbina, posteriormente se continuó simulando y monitoreando cuantitativamente el cambio en la generación de entropía. La simulación se detuvo cuando el cambio entre una rotación y la anterior fue menor al 1 %.

4.6. Validación

Rangel realizó simulaciones computacionales de una turbina eólica de eje vertical variando las temperaturas de superficie de álabes, con el objetivo de determinar si es posible obtener un mejor desempeño aerodinámico de la turbina. Para validar los resultados obtenidos, se comparó la curva de momento de un álabe con la curva obtenida por Rangel en el caso isotérmico, se esperaba un comportamiento similar, pero teniendo en cuenta diferencias en el dominio, condición de salida y paso de tiempo. Es importante mencionar que ambos casos tienen diferentes valores de referencia para el cálculo de los coeficientes, por lo tanto se lleva a cabo una modificación de los resultados para realizar una validación correcta.

4.7. Análisis

El análisis comenzó con la generación de entropía. Se consideran posiciones X fijas de emplazamiento y se observa el comportamiento de los diferentes dominios utilizando el número de generación de entropía, luego se procede a un análisis global. Posteriormente, se analiza la potencia mecánica mediante el coeficiente de momento de manera global, para continuar con un análisis comparativo instantáneo entre la generación de entropía y la potencia mecánica de una turbina. Se finaliza con un análisis comparativo de los casos considerados. El trabajo numérico de los datos obtenidos en las simulaciones y los gráficos se realizaron con el software MATLAB.

Capítulo 5

Resultados

En esta capítulo se incluye el modelo computacional, junto con los resultados obtenidos de la generación de entropía y potencia mecánica de las simulaciones. Se finaliza el capítulo con un análisis de los resultados.

5.1. Modelo computacional

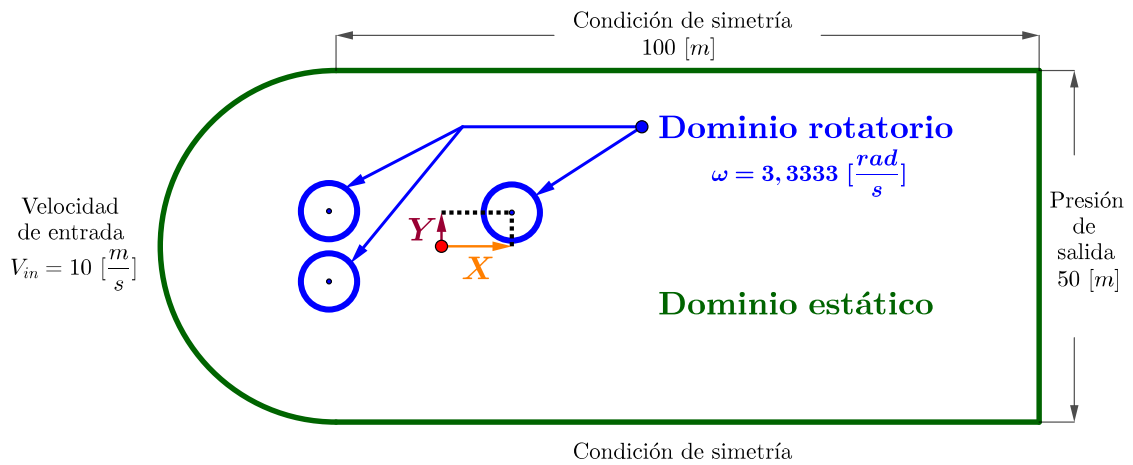
A continuación, se presenta el modelo computacional implementado, se detalla el dominio, las condiciones de borde, el malla, el análisis de sensibilidad y su validación.

5.1.1. Dominio y condiciones de borde

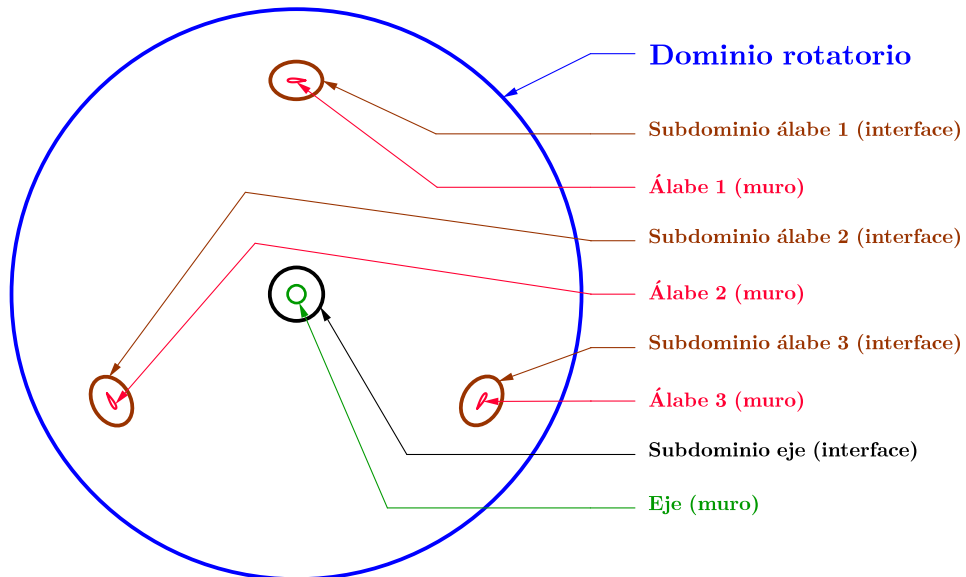
En la Figura 5.1 se incluye el dominio y las condiciones de borde de modelo computacional. Debido a las diferentes escalas del modelo, 5.1a se incluyen las condiciones de borde y condiciones generales y en 5.1b se presentan las condiciones de dominio rotatorio.

5.1.2. Malla y análisis de sensibilidad

La malla computacional se realiza con el módulo *ANSYS Meshing*. La malla es predominantemente estructurada y contiene elementos cuadriláteros y triangulares. El análisis de sensibilidad se realiza con tres casos de malla, variando de manera gradual la definición de los parámetros de la malla. Con las tres diferentes resoluciones de malla se realizan simulaciones y se compara su coeficiente de momento en una de las turbinas. El resultado de esta prueba se muestra en la Figura 5.2, considerando el caso 3 con mayor número de elementos (1.2 millones) como solución exacta, se aprecia que el caso 2 (0.9 millones)



(a) Dominio y condiciones generales.



(b) Acercamiento de una turbina.

Figura 5.1: Dominio y condiciones de borde del modelo computacional.

tiene un comportamiento muy similar a la solución exacta aunque subestima las oscilaciones del coeficiente de momento en las zonas de fluctuaciones. El caso 1 (0.6) no es capaz de reproducir correctamente el coeficiente de momento. En última instancia se considera el tiempo empleado en realizar una revolución, la diferencia de tiempo de simulación entre el caso 2 y el caso 3 son aproximadamente dos horas. Se decide utilizar la resolución de malla utilizada en el caso 3, ya que, la diferencia de tiempo es pequeña comparada con el tiempo total de simulación.

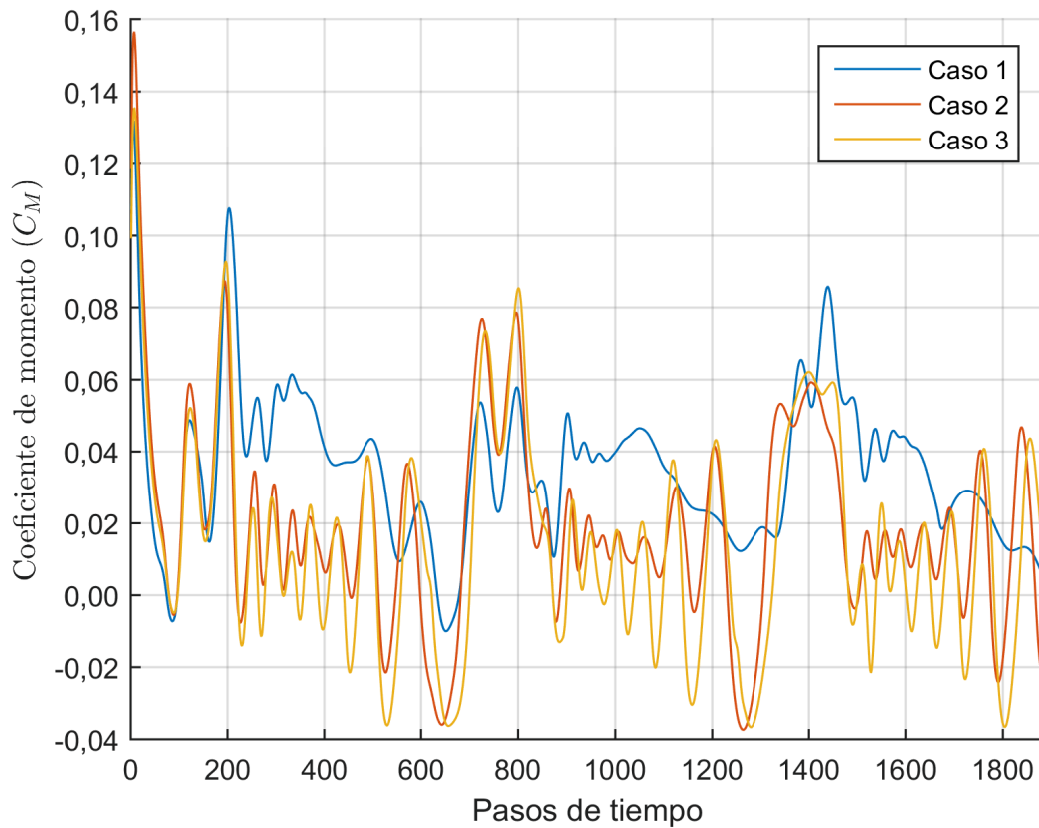


Figura 5.2: Independencia de malla.

En la Figura 5.3 se muestra el mallado generado, donde se puede ver la malla en el dominio completo. En la Figura 5.4 se puede apreciar un acercamiento del mallado en el dominio giratorio (5.4a) y en el subdominio en un álabe (5.4b). El número de elementos es 1.256.143, el número de nodos es 413.436, la calidad ortogonal mínima es 0,4712 y la calidad ortogonal promedio es 0,9680.

5.1.3. Validación

Para la validación de las simulaciones se utilizan los resultados de las simulaciones realizadas por Rangel, en particular se compara el comportamiento del coeficiente de momento de un álabe. En la Figura 5.5 se muestran las curvas del coeficiente de momento, se aprecia un comportamiento cualitativo y cuantitativo bastante similar, comenzando con

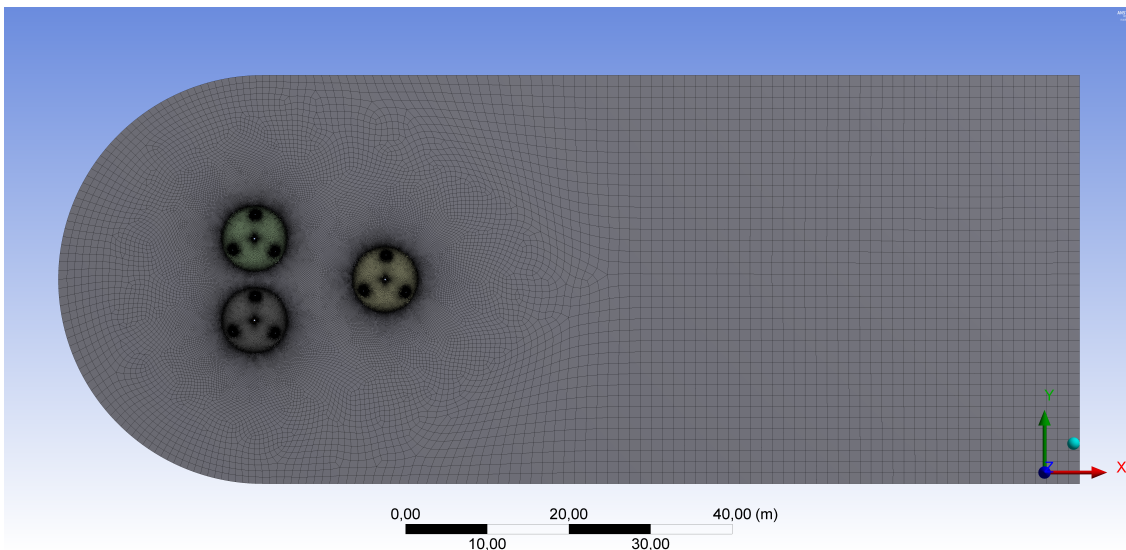


Figura 5.3: Malla en dominio completo.

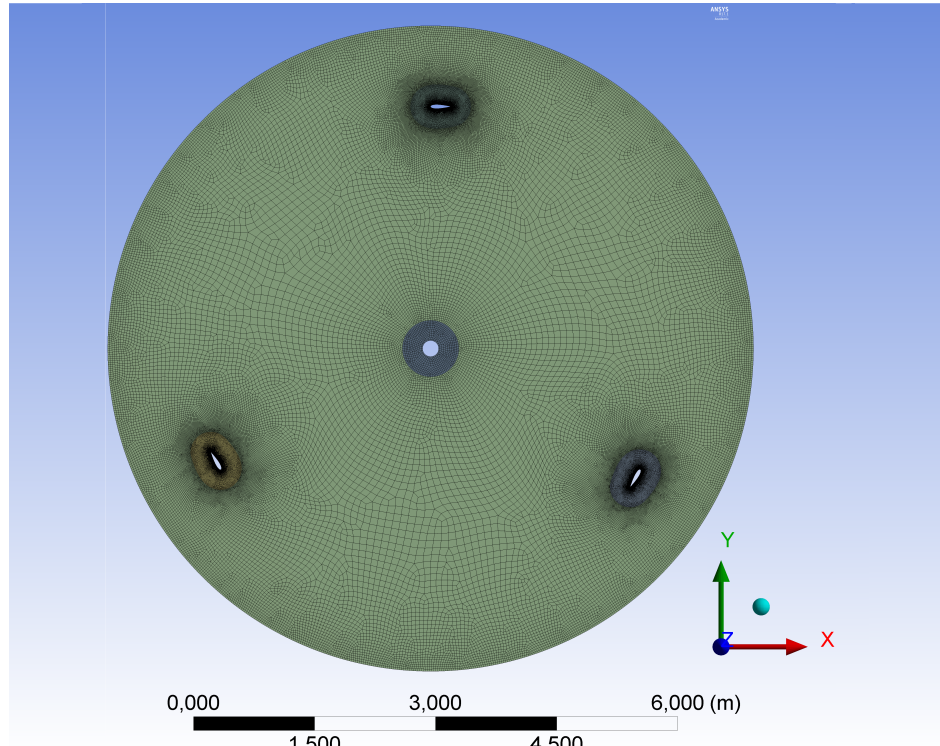
un incremento, alcanzando un máximo, posteriormente hay una disminución con una fase de fluctuación y finalmente hay una zona con cambios suaves y leve fluctuación. Existen diferencias en las zonas de fluctuación, donde la simulación realizada muestra mayores fluctuaciones al compararla con lo obtenido por Rangel. Las diferencias pueden atribuirse al cambio en el dominio, condición de borde de salida y paso de tiempo. Considerando que ambas simulaciones poseen valores bastante cercanos, cualitativamente son similares, que se tiene un dominio más grande, tienen diferente condición de salida y que el paso de tiempo es menor, el modelo se considera válido.

5.2. Número de generación de entropía

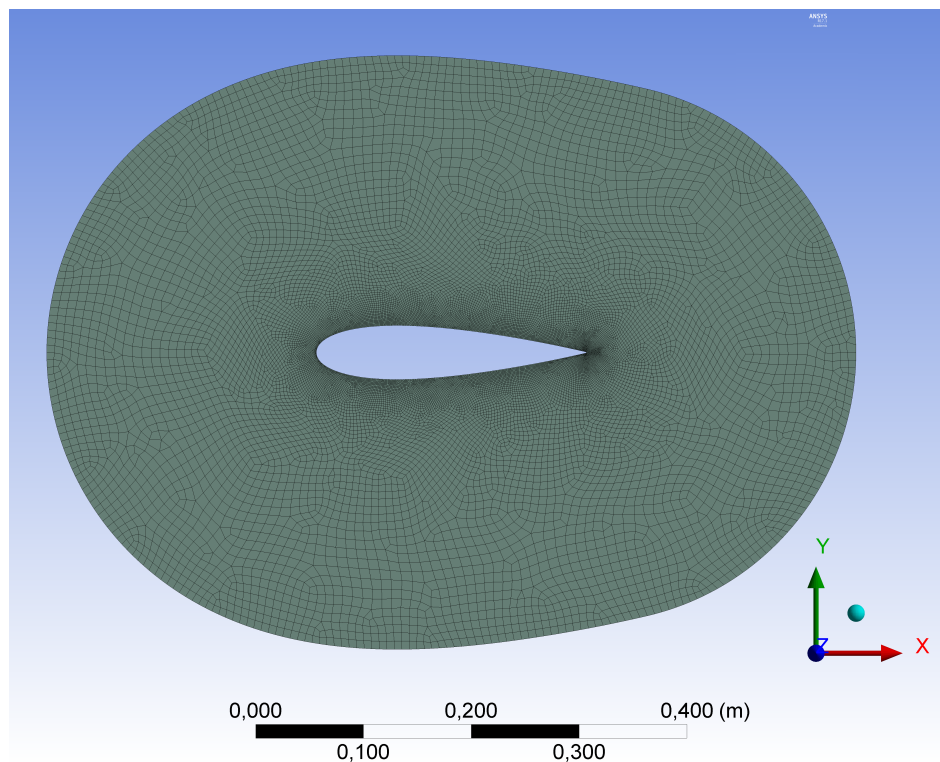
En esta sección se muestran los resultados obtenidos del número de generación de entropía, en la primera parte se encuentran los resultados en posiciones X fijas y en la segunda parte se muestran los resultados globales.

5.2.1. Resultados en posiciones X fijas

En los casos considerados se presentan cuatro posiciones X diferentes, $X=0,1; 2,0; 4,0; 6,0$ [m], a continuación, se presentan los resultados del número de generación de entropía por posición X.



(a) Malla en dominio rotatorio.



(b) Malla en subdominio álabes.

Figura 5.4: Detalle de malla computacional.

Número de generación de entropía en $X=0,1$ [m]

En la Figura 5.6 podemos observar la variación del número de generación de entropía al modificar la posición Y , considerando la posición $X = 0,1$ [m]. Cualitativamente los diferentes dominios son equivalentes, solo se modifica la magnitud del número de generación de entropía. Esto se explica porque la mayor generación de entropía se encuentra en la zona cercana a los álabes y el eje (subdominios) en donde el fluido interactúa con la turbina, y en los otros dominios (giratorio y completo) la generación de entropía aumenta por integrar un mayor volumen de fluido con turbulencia. Se observa un mínimo en la posición $Y = 4$ [m] y un valor bajo en la posición $Y = 3$ [m], además hay un incremento en la posición $Y = 4,5$ [m] y en $Y = 3,5$ [m], siendo máximos locales. Hacia el extremo $Y = 1$ [m] el número de generación de entropía aumenta y en el extremo $Y = 5$ [m] disminuye levemente. Los cambios en la generación de entropía se atribuyen a la interacción del fluido con la turbina aguas arriba (TA), generando cambios en el campo de velocidades, en la presión y vórtices, estos cambios afectan la interacción de la turbina aguas abajo (TC) con el fluido al desplazarnos en la posición Y . La diferencia porcentual entre los valores extremos es aproximadamente 2,6 %.

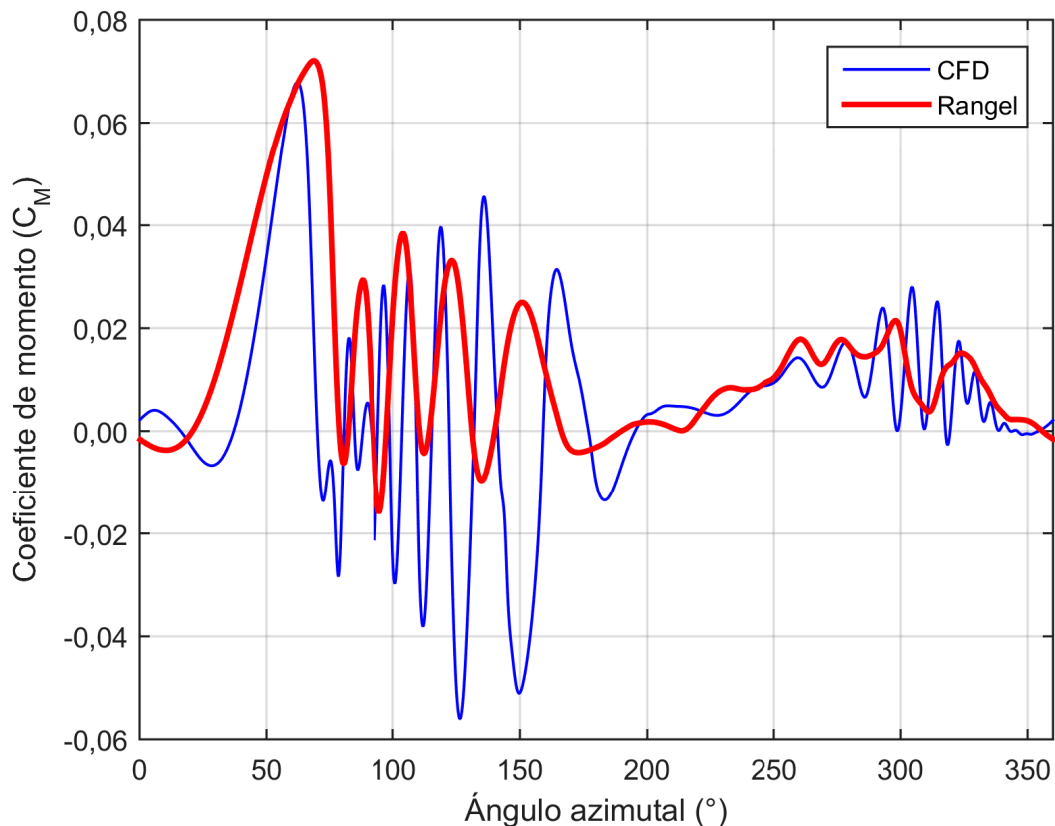


Figura 5.5: Coeficiente de momento de álabe.

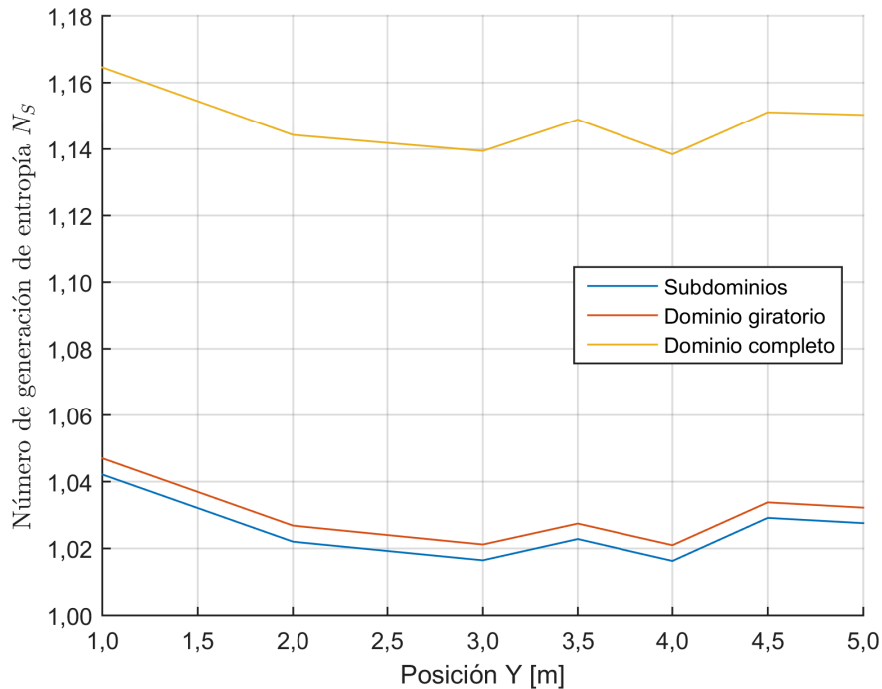


Figura 5.6: Número de generación de entropía en $X = 0,1 [m]$.

Número de generación de entropía en $X=2 [m]$

En la Figura 5.7 se encuentra el número de generación de entropía en función de la posición Y para $X = 2 [m]$. Al igual que en el caso anterior, el comportamiento de los diferentes dominios es equivalente. El mínimo se ha desplazado a la posición $Y = 3 [m]$. Hacia ambos extremos el número de generación de entropía aumenta. La diferencia porcentual es aproximadamente $3,3 \%$. Se presume que las diferencias con el caso anterior se deban al encontrarse la turbina aguas abajo (TC) más lejos de la turbina aguas arriba (TA), donde los vórtices no afecten en la misma posición a los álabes, en este caso, beneficiando el uso del recurso eólico disponible al modificar la interacción con el fluido.

Número de generación de entropía en $X=4 [m]$

En la Figura 5.8 se muestra el número de generación de entropía para $X = 4 [m]$. El comportamiento entre los distintos dominios es similar, donde el dominio completo tiene una mayor diferencia cuantitativa entre sus valores en comparación con los otros dos dominios. De manera general, la tasa de generación de entropía decrece desde el extremo $Y = 1 [m]$. El mínimo y máximo local no son tan notorios, posicionándose el mínimo en $Y = 4 [m]$ y un valor muy cercano en $Y = 3 [m]$. La diferencia porcentual es similar al caso anterior, aproximadamente $3,2 \%$.

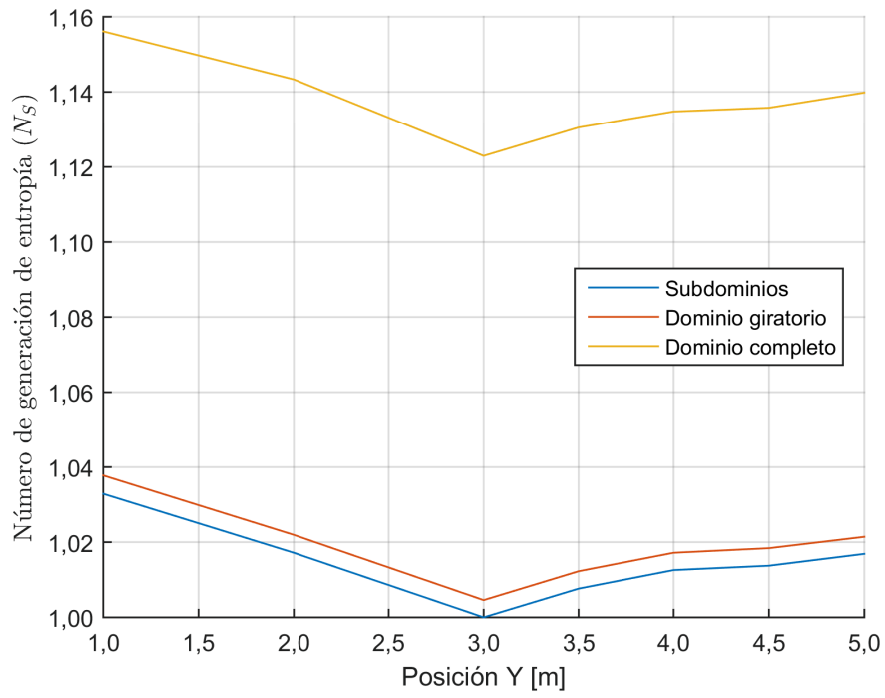


Figura 5.7: Número de generación de entropía en $X = 2$ [m].

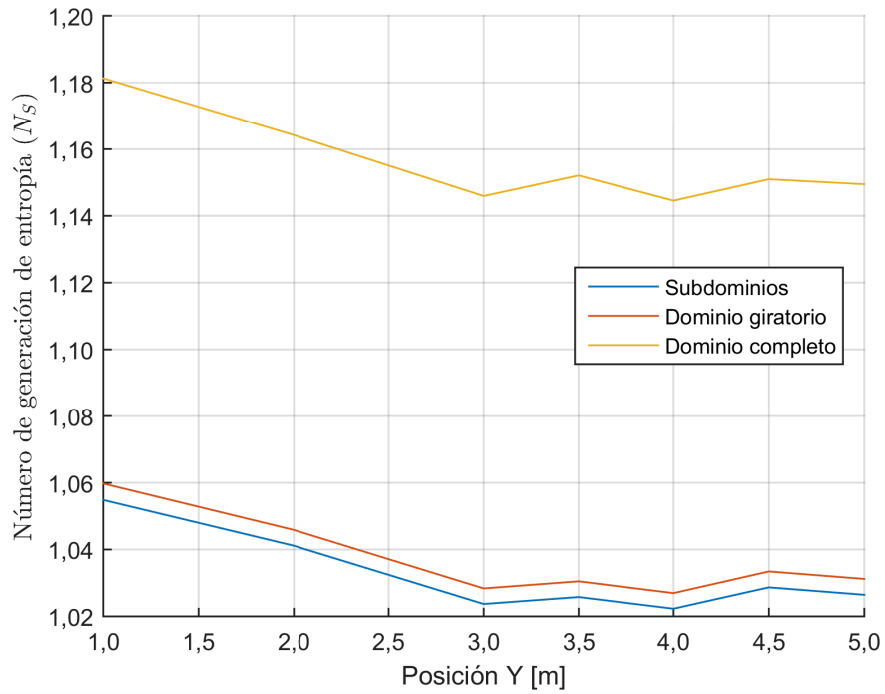


Figura 5.8: Número de generación de entropía en $X = 4$ [m].

Tasa de generación de entropía en $X=6$ [m]

En la Figura 5.9 se encuentra el cambio del número de generación de entropía para las diferentes posiciones de Y para $X = 6$ [m]. El comportamiento entre los diferentes dominios es similar. Se mantiene la disminución del número de generación de entropía al alejarnos del extremo $Y = 1$ [m] y disminuye muy levemente en el extremo $Y = 5$ [m]. Se observa un mínimo local en $Y = 3$ [m] y un máximo local en la posición $Y = 3,5$ [m]. La diferencia porcentual del número de generación de entropía es cercana al 2,2%.

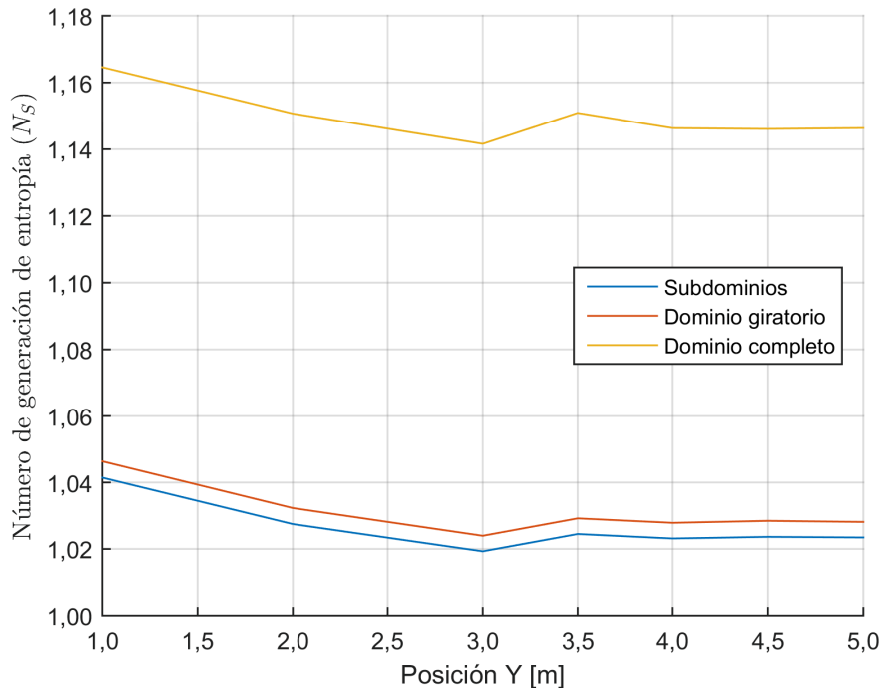


Figura 5.9: Número de generación de entropía en $X = 6$ [m].

Al considerar una posición X fija, el emplazamiento de la turbina aguas abajo modifica más de un 3% la generación de entropía, y pueden existir máximos y mínimos locales separados a una distancia menor a 0,5 [m]. Considerando las cuatro posiciones X diferentes, el lugar $Y = 3$ [m] mejora la eficiencia del uso del recurso eólico disponible.

5.2.2. Resultado global

En las figuras 5.10 a 5.12 se muestra el número de generación de entropía considerando los subdominios de álabes y eje, considerando el dominio giratorio, y considerando el dominio completo, respectivamente. En cada una de ellas se muestra una superficie y curvas de nivel, ambas interpoladas junto con los datos calculados en puntos negros.

En la Figura 5.10 se puede apreciar que el número de generación de entropía disminuye, a modo global, al alejarse del centro (aumentando Y). El máximo se encuentra en la posición $X = 4$ [m], $Y = 1$ [m] y los valores superiores en la cercanías del máximo.

Además, existe una zona cercana a la posición $X = 2 [m]$, $Y = 3 [m]$ donde se obtienen los valores más bajos de tasa de generación de entropía. Se piensa que los vórtices generados por la turbina aguas arriba (TA) benefician la interacción de los álabes de la turbina aguas abajo con el fluido en esta zona, aumentando la eficiencia del uso del recurso eólico disponible. La diferencia porcentual entre el máximo y el mínimo es mayor al 5 %.

En la Figura 5.11, se tienen resultados muy similares al caso anterior, el número de generación de entropía, en términos generales, disminuye al alejarse del centro, y el máximo se encuentra en la misma posición.

En la Figura 5.12 se mantiene el comportamiento del número de generación de entropía. La zona de valores mínimos cercana a la posición $X = 2 [m]$, $Y = 3 [m]$ es de un tamaño mayor a los otros casos y la diferencia entre los valores en la posición $X = 4 [m]$ con $X = 6 [m]$ es levemente menor.

5.3. Coeficiente de momento

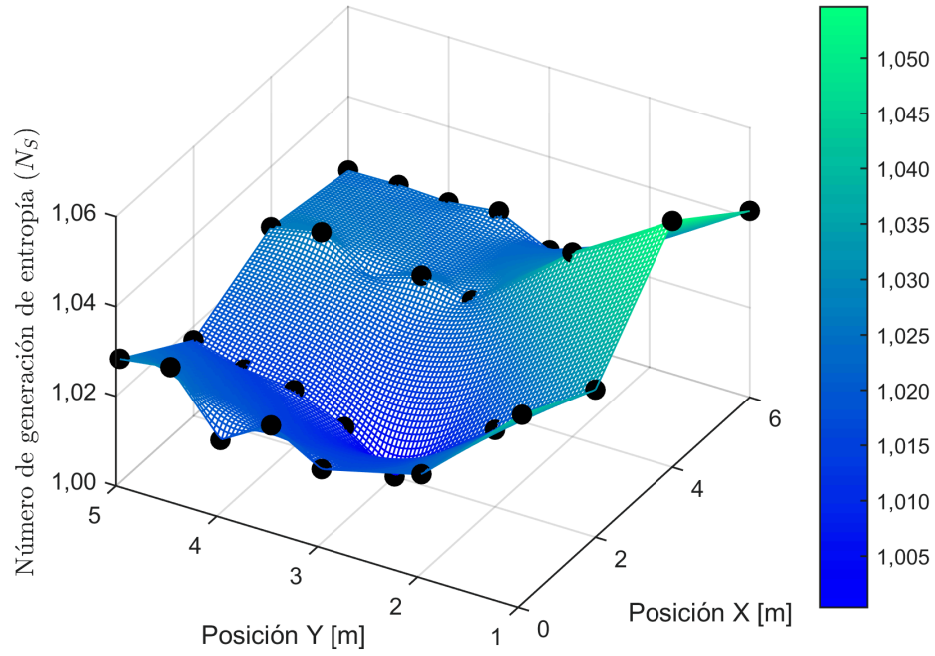
En la Figura 5.13 se presenta el coeficiente de momento promedio para cada caso, se muestra una superficie y curvas de nivel, ambas interpoladas junto con los datos calculados en puntos negros. Se puede apreciar que el coeficiente de momento promedio tiene un máximo en la zona cercana a la posición $X = 2 [m]$, $Y = 3 [m]$. Existen zonas con mínimos locales en $X = 2 [m]$, $Y = 4 [m]$ y $X = 4 [m]$, $Y = 3 [m]$ muy cercanas al máximo. Los cambios en el coeficiente de momento se atribuyen a los vórtices generados por la turbina aguas arriba (TA), los que forman zonas que pueden beneficiar o perjudicar de manera importante la potencia mecánica que entregan las turbinas eólicas. Un desplazamiento de $1 [m]$ puede llegar a disminuir la potencia mecánica en un 19 %.

5.4. Análisis comparativo

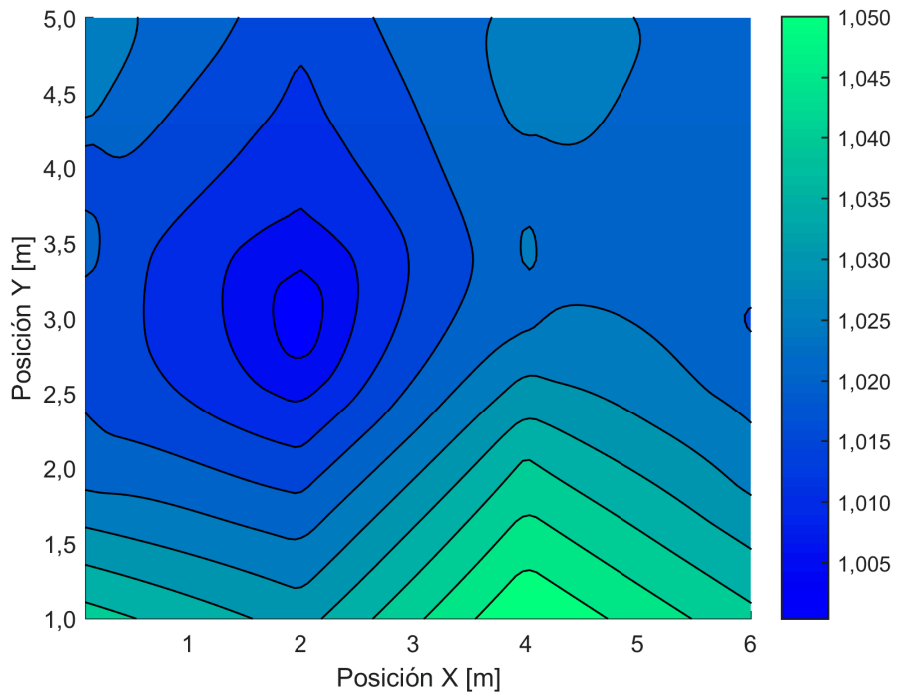
En esta sección se presenta el análisis comparativo de la generación de entropía y la potencia mecánica. Se realiza un análisis comparativo instantáneo (utilizando la tasa de generación de entropía y el coeficiente de momento instantáneo) y un análisis comparativo global (mediante el número de generación de entropía en dominio completo y el coeficiente de momento promedio total).

Para realizar el análisis comparativo instantáneo, debido a diferentes órdenes de magnitud entre la tasa de generación de entropía y el coeficiente de momento, se normalizan los valores, dividiendo los coeficientes por el máximo en una rotación de turbina, obteniéndose valores menores o iguales a 1.

En la Figura 5.14 se presentan los coeficientes en una rotación de turbina en un álabe. Se observa que ambos máximos coinciden. Existen dos zonas de fluctuación coincidentes

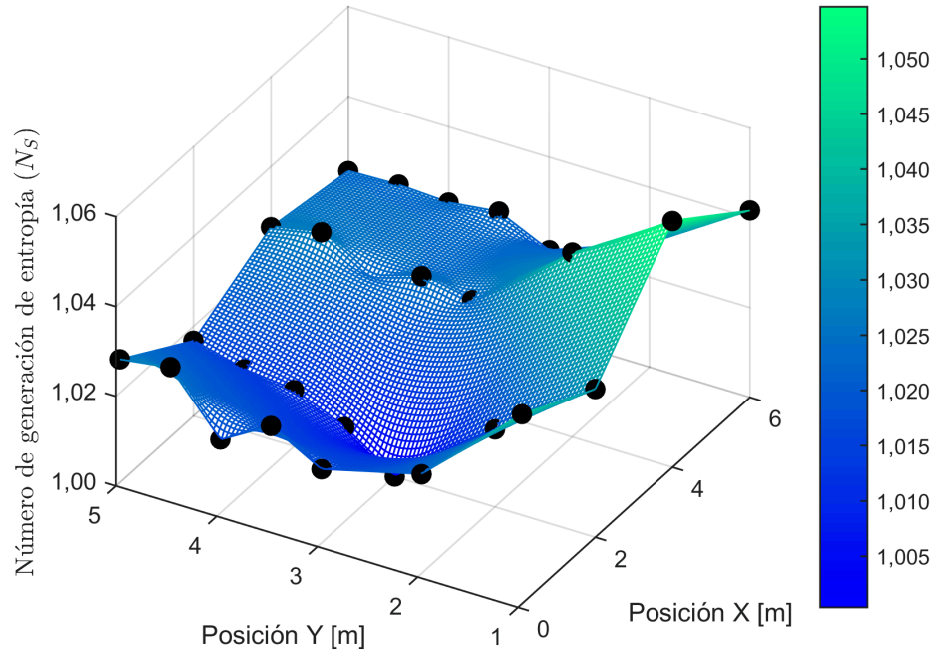


(a) Superficie interpolada.

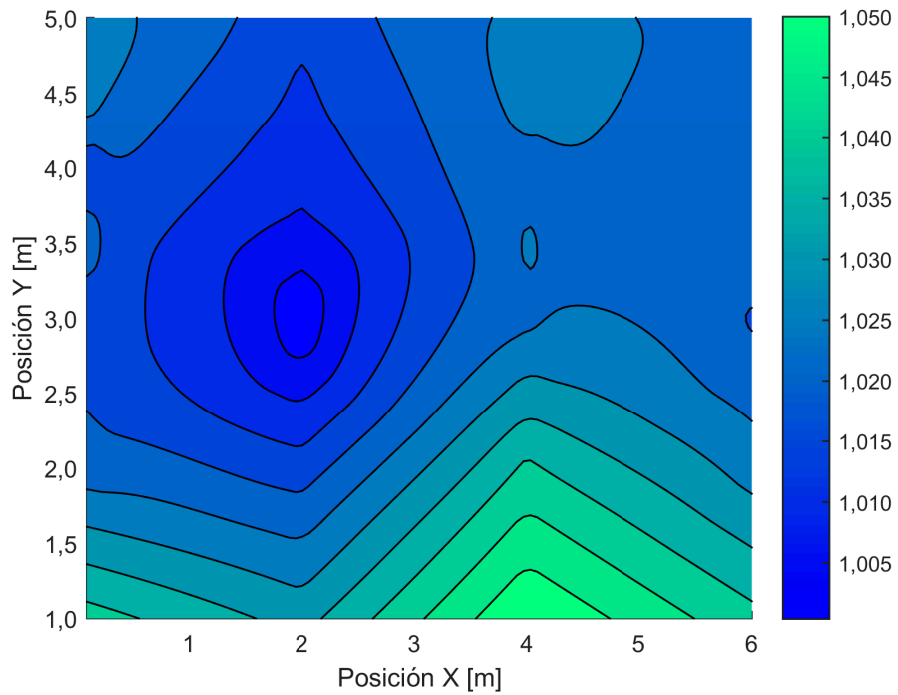


(b) Curvas de nivel interpoladas.

Figura 5.10: Número de generación de entropía en subdominios de álabes y eje.

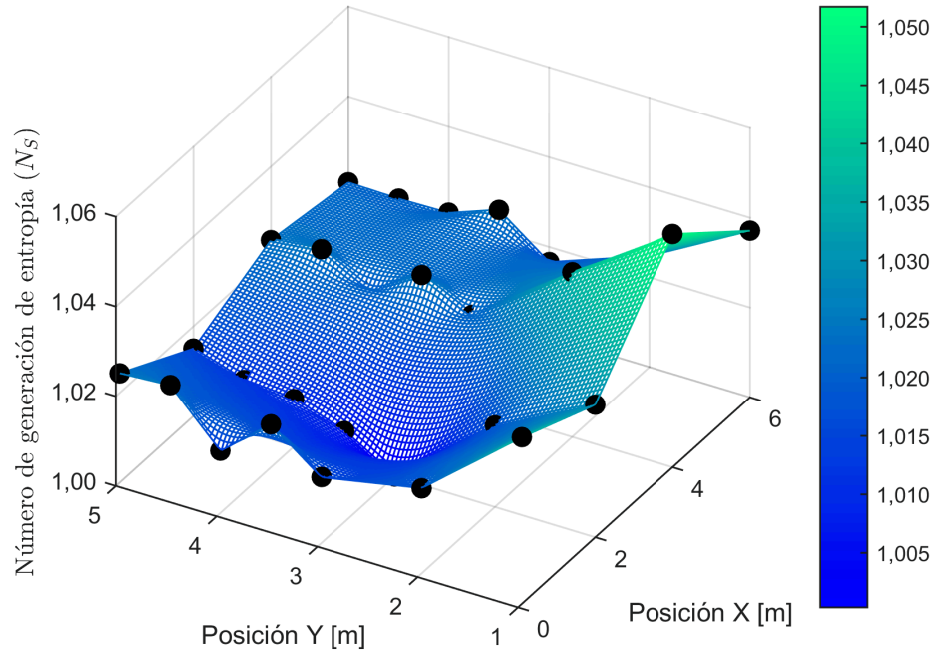


(a) Superficie interpolada.

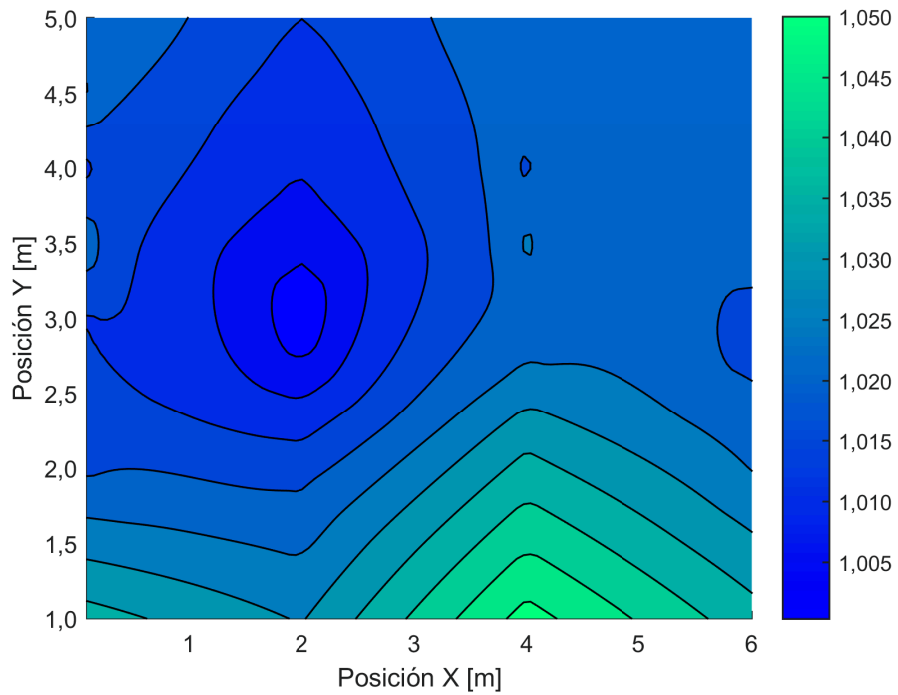


(b) Curvas de nivel interpoladas

Figura 5.11: Número de generación de entropía en dominio rotatorio.

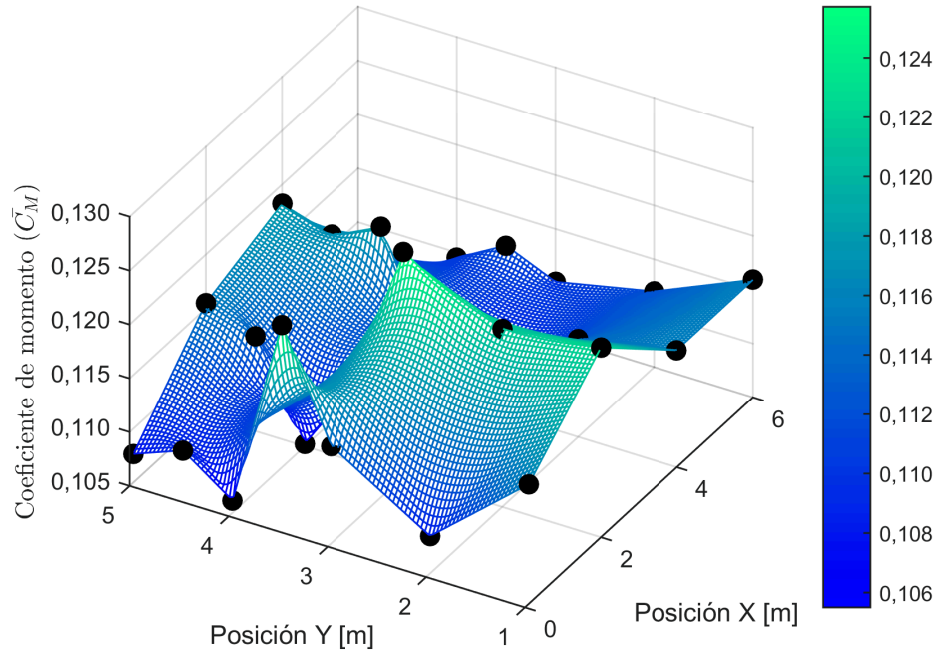


(a) Superficie interpolada.

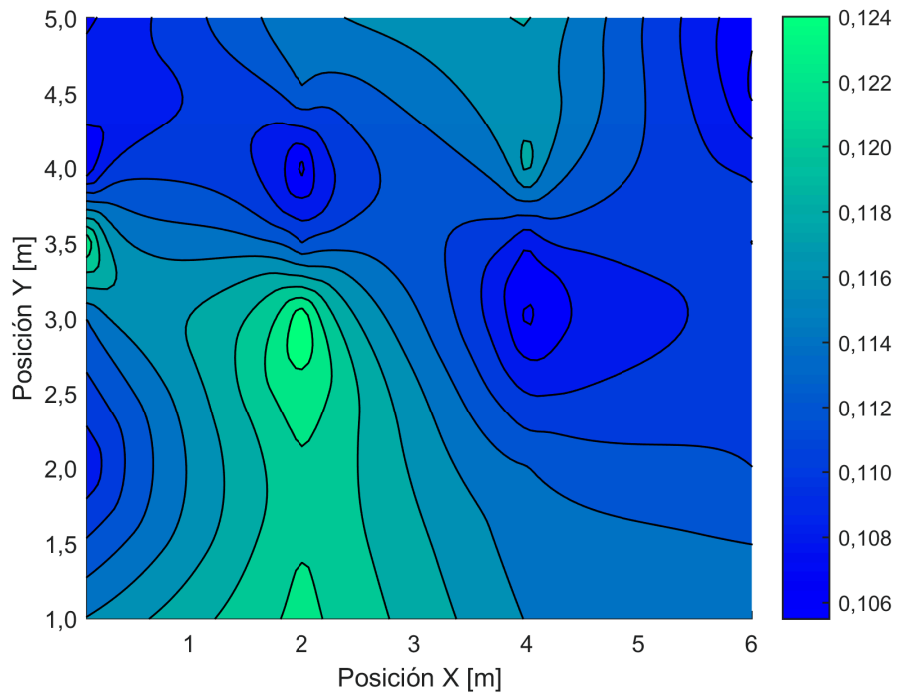


(b) Curvas de nivel interpoladas.

Figura 5.12: Número de generación de entropía en dominio completo.



(a) Superficie interpolada.



(b) Curvas de nivel interpoladas.

Figura 5.13: Coeficiente de momento promedio total.

en ambos coeficientes y el mínimo de la tasa de generación de entropía corresponde a la zona con menor fluctuación del coeficiente de momento. Se cree que las zonas de fluctuación del coeficiente de momento se deban a la generación de vórtices y desprendimiento de la capa límite, fenómenos que afectan al fluido utilizando recurso eólico disponible que conlleva a una fluctuación en la generación de entropía.

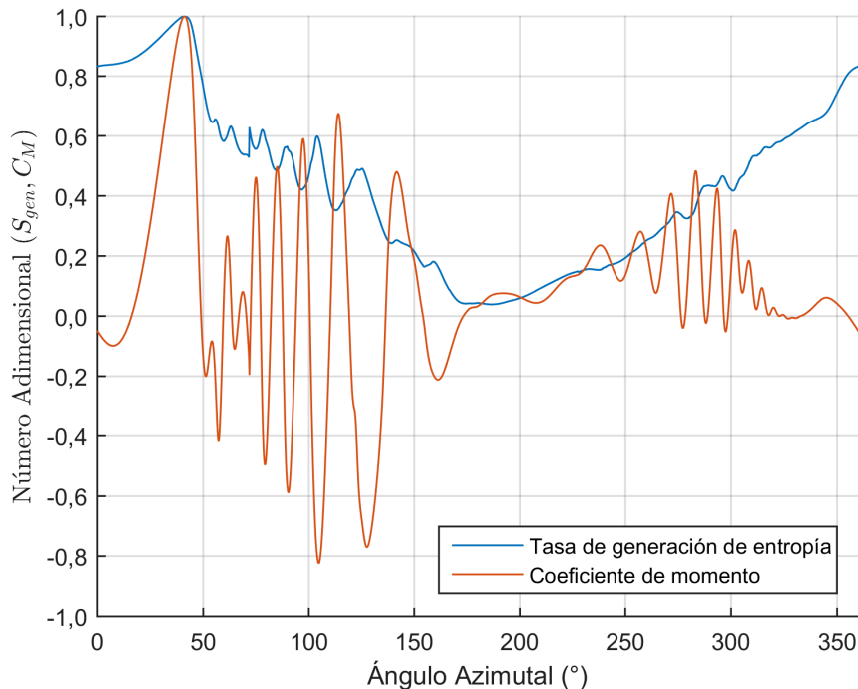


Figura 5.14: Número de generación de entropía y coeficiente de momento normalizado instantáneo en álabes.

En la Figura 5.15 se muestran los coeficientes normalizados en una turbina. Al igual que en el caso anterior, los máximos coinciden. Además una disminución abrupta del coeficiente de momento se relaciona con una disminución en la tasa de generación de entropía obteniéndose los valores más bajos. Las zonas de fluctuación nuevamente coinciden. El comportamiento de los coeficientes es un reflejo del caso anterior, al considerar tres álabes desfasados y un eje de rotación.

En la Figura 5.16 se exponen los coeficientes en el dominio completo. Los máximos nuevamente coinciden, junto con las zonas de fluctuación. Similar al caso anterior, la disminución abrupta del coeficiente de momento se relaciona con una disminución de la tasa de generación de entropía.

El análisis comparativo global se realiza con las Figuras 5.12b y 5.13b. El máximo del coeficiente de momento coincide con el mínimo del número de generación de entropía indicando que es el mejor lugar para emplazar la turbina eólica aguas abajo según las simulaciones realizadas. El máximo del número de generación de entropía no coincide con el mínimo del coeficiente de momento, revelando que si se modifica el emplazamiento de la turbina aguas abajo, se puede lograr una combinación que aumente la potencia mecánica y disminuya la destrucción del trabajo útil. Existen zonas con mínimos locales

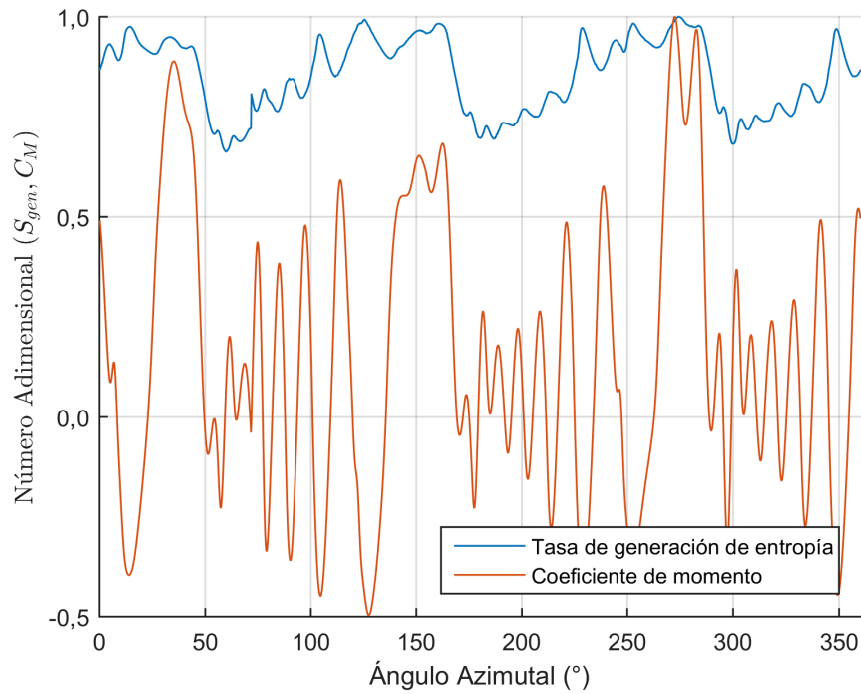


Figura 5.15: Número de generación de entropía y coeficiente de momento normalizado instantáneo en turbina.

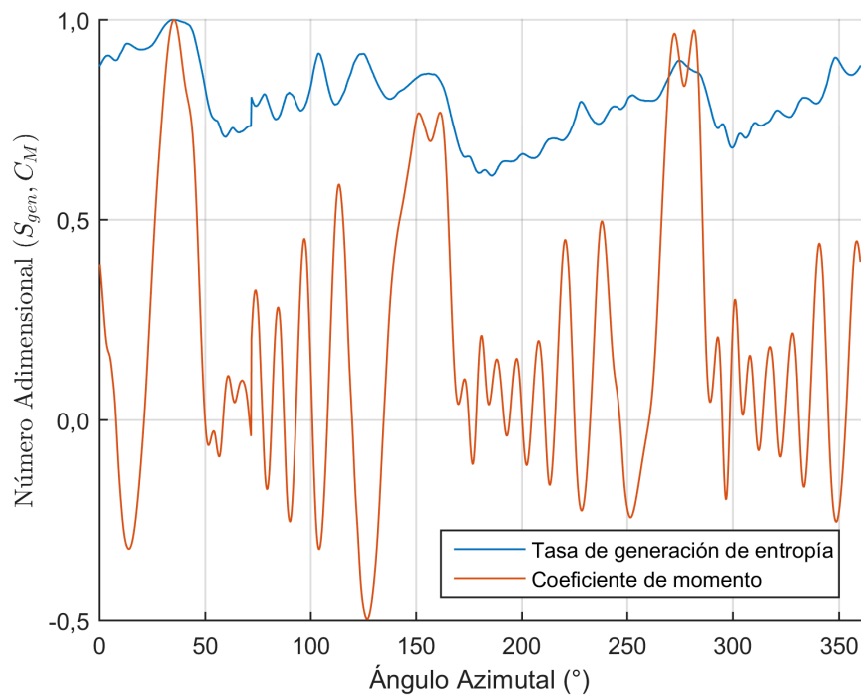


Figura 5.16: Número de generación de entropía y coeficiente de momento normalizado instantáneo en dominio completo.

del coeficiente de momento que no reflejan un aumento en el número de generación de entropía, lo que significa que estas zonas disminuyen el mismo potencial de energía eólica pero obtienen una menor potencia mecánica.

Capítulo 6

Conclusión

Este trabajo de tesis tiene como motivación investigar la generación de energía eólica en diferentes configuraciones de emplazamiento de turbinas. Con el fin de aumentar la eficiencia del uso del recurso eólico disponible y la eficiencia del proceso, se realiza un análisis comparativo de la generación de entropía y la potencia mecánica. Para ello se implementa un modelo computacional en dos dimensiones con dos turbinas eólicas de eje vertical aguas arriba y una turbina eólica aguas abajo. Además se definen parámetros que determinan las condiciones de operación de las turbinas.

Un total de 28 configuraciones de emplazamiento fueron simulados, variando la posición de la turbina aguas abajo. En primer lugar se analiza el comportamiento de la generación de entropía variando solo un parámetro de posición. Se concluye que la mayor generación de entropía se encuentra en la zona cercana a los álabes y el eje, en donde el fluido interactúa con la turbina. Adicionalmente, la turbina aguas arriba al interactuar con el fluido genera vórtices, cambios en el campo de velocidades y en la presión, los que afectan a la turbina aguas abajo modificando la eficiencia del uso del recurso eólico disponible. Por su parte, pueden existir máximos y mínimos locales separados a una distancia de $0,5 [m]$.

En segundo lugar se analiza el comportamiento global de la generación de entropía, en síntesis existe una zona con mayor eficiencia del uso de recurso eólico disponible, beneficiado porque los vórtices generados por la turbina aguas abajo influyen positivamente en la interacción de los álabes de la turbina aguas abajo con el fluido.

En tercer lugar se analiza la potencia mecánica, encontrando varias zonas de máximos y mínimos locales atribuidos nuevamente a la generación de vórtices, cambios en el campo de velocidades y presión de la turbina aguas arriba, los que pueden beneficiar o perjudicar de manera importante la potencia mecánica. Un desplazamiento de $1 [m]$ puede llegar a disminuir en un 19 % la potencia mecánica.

En cuarto lugar se realiza el análisis comparativo. De manera instantánea el máximo de generación de entropía ocurre en el mismo momento que el máximo de potencia mecánica, tanto a nivel de álabes, como de turbina. Al mismo tiempo, las zonas de fluctuaciones

son coincidentes y el mínimo de generación de entropía corresponde a la zona con menor fluctuación de potencia mecánica. En cuanto al análisis comparativo global, el máximo de potencia mecánica coincide con el mínimo de generación de entropía indicando que es el mejor lugar para emplazar la turbina eólica aguas abajo. El máximo de generación de entropía no corresponde al mínimo de potencia mecánica revelando que si se modifica el emplazamiento se puede lograr una combinación que aumente la potencia mecánica y disminuya la destrucción de trabajo útil.

En base a las conclusiones del trabajo de investigación se proponen las siguientes recomendaciones para trabajos futuros:

- Modificar las configuraciones de emplazamiento para adecuar el análisis a diferentes espacios disponibles.
- Modificar la velocidad de rotación de las turbinas con respecto a la aceleración producida por la interacción con el fluido.
- Alternar la dirección de rotación de una o más turbinas para analizar la potencia por unidad de área.
- Implementar un software que optimice las configuraciones de emplazamiento de manera automática.
- Considerar otras turbinas eólicas, incluso de eje horizontal, y analizar su comportamiento en parques eólicos.
- Realizar simulaciones tridimensionales y/o modificar el modelo de turbulencia para obtener resultados más precisos.
- Modificar la dirección del viento para estudiar la influencia de la variabilidad direccional en un sistema de turbinas eólicas de eje vertical.
- Realizar un modelo a escala en túnel de viento para comparar con datos experimentales.

Bibliografía

- [1] ANDERSON, J. D., JR. 2011. Fundamentals of aerodynamics. 5ª ed. New York, McGraw-Hill. 1106p.
- [2] ANSYS FLUENT. Release 17.1. Fluent user's manual, ANSYS, Inc.
- [3] BEJAN, A. 2013. Convection heat transfer. 4ª ed. Hoboken, New Jersey, Wiley. 768p.
- [4] BIENES COMUNES A.C. 2012. ¿Qué es la microgeneración de energías renovables? [en línea] <<http://www.energias.bienescomunes.org/2012/10/17/que-es-la-microgeneracion-de-energias-renovables>> [consulta: 19 julio 2017].
- [5] BLAZEK, J. 2001. Computational fluid dynamics: principles and applications. Kidlington, Oxford, Elsevier. 440p.
- [6] CENTURION ENERGY. 2013. Types of wind turbines. [en línea] <<http://centurionenergy.net/types-of-wind-turbines>> [consulta: 01 agosto 2017].
- [7] CHILE. Ministerio de Economía. 2013. Ley 20257: Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con Fuentes de Energías Renovables No Convencionales. 22 octubre 2013. 5p.
- [8] CHILE. Ministerio de Energía. 2013. Ley 20698: Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante Fuentes Renovables No Convencionales. 22 octubre 2013. 4p.
- [9] CHILE. Ministerio de Energía. 2014. Ley 20571: Regula el paso de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. 06 septiembre 2014. 3p.
- [10] CHOWDHURY, H. "et al". 2015. Adjacent wake effect of a vertical axis wind turbine. Procedia Engineering 105:692–697.
- [11] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. 2016. Anuario estadístico de energía 2016. [en línea] <http://dataset.cne.cl/Energia_Abierta/Estudios/CNE/AnuarioCNE2016.pdf> [consulta: 20 julio 2017].
- [12] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. 2016. Capacidad instalada de generación. [en línea] <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/05/Capacidad_Instalada_Generacion%20n.xlsx> [consulta: 14 agosto 2017].

- [13] DAMAZIAK, K. “et al”. 2016. Small wind turbines: specification, design, and economic evaluation. En: AISSAOUI, A. G. y TAHOUR, A. (Ed.). Wind turbines: design, control and applications. [s.l.], Intech. pp. 73–94.
- [14] FARIÑAS, E. “et al”. 2017. Estudio para el diseño aerodinámico de los aerogeneradores verticales tipo giromill. [en línea] <<http://www.monografias.com/trabajos94/estudio-diseno-aerodinamico-aerogeneradores-verticales-tipo-giromill2/estudio-diseno-aerodinamico-aerogeneradores-verticales-tipo-giromill2.shtml>> [consulta: 25 julio 2017].
- [15] GEORGE, W. K. 2013. Lectures in turbulence for the 21st century. [en línea] <http://www.turbulence-online.com/Publications/Lecture_Notes/Turbulence_Lille/TB_16January2013.pdf> [consulta: 12 septiembre 2017].
- [16] GHASEMIAN, M. “et al”. 2017. A review on computational fluid dynamic simulation techniques for darrieus vertical axis wind turbines. *Energy Conversion and Management* 149:87–100.
- [17] GLOBAL CLIMATE CHANGE: VITAL SIGNS OF THE PLANET. 2017. Facts. [en línea] <<https://climate.nasa.gov/>> [consulta: 20 julio 2017].
- [18] GLOBAL WIND WNERGY COUNCIL. 2016. World wind report 2016 - annual market update. [en línea] <https://www.researchgate.net/profile/Steve_Sawyer2/publication/316699909_Global_Wind_Report_2016_-_Annual_Market_Update/links/590d913b45851597818327ce/Global-Wind-Report-2016-Annual-Market-Update.pdf?origin=publication_detail> [consulta: 04 julio 2017].
- [19] HAU, E. 2013. Wind turbines - fundamentals, technologies, application, economics. 3ª ed. Heidelberg, Berlin, Springer. 879p. Translated edition.
- [20] HERRMANN, B. 2014. Emplazamiento de turbinas eólicas urbanas y potencial energético disponible según la distribución de edificaciones. Tesis de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Mención Mecánica. Santiago. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. 126p.
- [21] INTERGOVERNAMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. 2014. Climate change 2014. [en línea] <http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/AR5_SYR_FINAL_SPM.pdf> [consulta: 20 julio 2017].
- [22] LANZAFAME, R. “et al”. 2014. 2D CFD modeling of h-darrieus wind turbines using a transition turbulence model. *Energy Procedia* 45:131–140.
- [23] MARSDEN, J. 2017. Distributed generation systems: a new paradigm for sustainable energy. [en línea] <http://www.academia.edu/446324/Distributed_Generation_Systems_A_New_Paradigm_for_Sustainable_Energy> [consulta: 20 julio 2017].
- [24] MERTENS, S. 2006. Wind energy in the built environment. Brentwood, California, Multi-Science. 170p.

- [25] MINISTERIO DE ENERGÍA y FUNDACIÓN CHILE. 2017. Aprende con energía. [en línea] <<http://www.aprendeconenergia.cl>> [consulta: 04 julio 2017].
- [26] MORAN, M. J. y SHAPIRO, H. N. 2006. Fundamentals of engineering thermodynamics. 5ª ed. Chichester, West Sussex, Wiley. 831p.
- [27] MOUKALLED, F. “et al”. 2015. The finite volume method in computational fluid dynamics - an advanced introduction with openfoam and matlab. Cham, Springer. 791p.
- [28] OPEX ENERGY OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO S.L. 2017. Eólica - tipos de aerogeneradores. [en línea] <http://opex-energy.com/eolica/tipos_aerogeneradores.html> [consulta: 25 julio 2017].
- [29] RAGHEB, M. y RAGHEB, A. M. 2011. Wind turbines theory - the betz equation and optimal rotor tip speed ratio. En: CARRIVEAU, R. (Ed.). Fundamental and advanced topics in wind power. Rijeka, Croatia, Intech. pp. 19–38.
- [30] RANGEL, C. 2012. Desempeño aerodinámico de turbinas eólicas de eje vertical en función de temperatura de superficie de álabes. Tesis de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Mención Mecánica. Santiago. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. 198p.
- [31] RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY. 2016. Global status report - renewables 2016. [en línea] <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/05/GSR_2016_Full_Report_lowres.pdf> [consulta: 04 julio 2017].
- [32] RENEWABLE ENERGY UK. 2017. Giromill darrieus wind turbines. [en línea] <<http://www.reuk.co.uk/wordpress/wind/giromill-darrieus-wind-turbines>> [consulta: 25 julio 2017].
- [33] RODRÍGUEZ, A. 2010. La minieólica: una nueva alternativa de microgeneración urbana. [en línea] <<http://www.interempresas.net/Energia/Articulos/40072-La-minieolica-a-una-nueva-alternativa-de-microgeneracion-urbana.html>> [consulta: 19 julio 2017].
- [34] TECNOBLOGSANMARTIN. 2012. Rotor savonius. [en línea] <<https://tecnoblogsanmartin.wordpress.com/2012/03/20/rotor-savonius/>> [consulta: 24 julio 2017].
- [35] TOP ALTERNATIVE ENERGY SOURCES.COM. 2017. Horizontal axis wind turbine. [en línea] <<http://www.top-alternative-energy-sources.com/horizontal-axis-wind-turbine.html>> [consulta: 01 agosto 2017].
- [36] TU, J. “et al”. 2013. Computational fluid dynamics - a practical approach. 2ª ed. Burlington, Massachusetts, Butterworth-Heinemann. 480p.
- [37] UK, R. E. 2017. Wind turbine tip speed ratio. [en línea] <<http://www.reuk.co.uk/wordpress/wind/wind-turbine-tip-speed-ratio/>> [consulta: 21 agosto 2017].
- [38] YEN, J. y AHMED, N. 2012. Improving safety and performance of small-scale vertical axis wind turbines. Procedia Engineering 49:99–106.