



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA



Caracterización del recurso eólico en la costa oceánica y sobre el Río de la Plata

TESIS PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA
UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Ing. Victor Silveira

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS
PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGISTER EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA.

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Ing. Alejandro Gutiérrez Universidad de la República

TRIBUNAL

Dr. Ing. José Cataldo Universidad de la República

Dra. Ing. Adriane Petry Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Dr. Ing Gabriel Cazes Universidad de la República

DIRECTOR ACADÉMICO

Dr. Ing. Alejandro Gutiérrez Universidad de la República

Montevideo
lunes 6 octubre, 2025

Caracterización del recurso eólico en la costa oceánica y sobre el Río de la Plata, Ing.
Victor Silveira.

Esta tesis fue preparada en L^AT_EX usando la clase iietesis (v1.1).
Contiene un total de 107 páginas.
Compilada el lunes 6 octubre, 2025.
<http://iie.fing.edu.uy/>

Epígrafe

Este trabajo ha sido un recorrido exigente y desafiante, con momentos de incertidumbre, esfuerzo y crecimiento. A modo de epígrafe personal, comparto este poema de mi autoría que refleja el espíritu de este camino:

I've never feared no trail,
No matter how hard it was.
Neither its length, altitude, nor loneliness,
If there were with me,
A clear sky and the warm sun in my chest.

I've gone so far and high,
The path became so steep and narrow.
Now I fear to fall away
Every time I look down the cliff.

Little by little, the sun settled down.
And only three steps ahead I can see.
Now I don't know where I'm going,
As I reach this great crossing.

In a dense darkness,
I can't see the right way
And fear becoming lost,
Falling with me this sorrow
On my never-ending night.

I don't want to step back.
I want to fight my trembling thighs.
Lighten my heart as a wildfire
And let it burn all my way.

Then I listened to your voice,
Echoing in the distance.
Or was it all in my head?
Since there were no words, instead:

It reminds me of a confusing day in June.
Should it be winter?
Because I feel the cold and
The still air on my skin.

But then the sun shined:
Clear, soft, and tender.
It gave me the hope
That the summer had returned.

Then I listened to your heart
Beating next to mine.
Even though I couldn't touch it,
I could hear our beating sound.

Twice as fast,
Twice as strong.
Eager to race again.
Eager to return to the fight.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Agradecimientos

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a todas las personas e instituciones que, de una u otra forma, hicieron posible la realización de esta tesis.

En primer lugar, quiero expresar mi agradecimiento a mi tutor, Alejandro Gutiérrez, por su guía constante, paciencia y valiosos aportes académicos en cada etapa de este trabajo. Su dedicación y apoyo han sido fundamentales para mi crecimiento profesional y personal a lo largo de este proceso.

Agradezco también a los integrantes de la Sección de Hidromecánica y Eolodinámica, quienes me acompañaron con discusiones enriquecedoras y apoyo técnico. En particular a Ignacio Franco, por su aporte en la obtención y procesamiento de datos de la Torre de La Paloma. Destaco especialmente el ambiente colaborativo y estimulante de la sección, donde prevalece el apoyo mutuo y el compromiso genuino por el crecimiento y desarrollo de cada miembro del equipo.

A Mónica Fossati y a Michelle Jackson, por facilitar el acceso a los datos de boyas; a Rodrigo Alonso, por su valiosa introducción al uso de datos satelitales en las etapas iniciales de esta tesis; y a Iñaqui Sarazola, por su colaboración en el procesamiento de datos y la simulación con WRF. Cada uno de sus aportes fue fundamental para la realización de este trabajo.

Un agradecimiento especial a mi familia, por su amor incondicional, comprensión y aliento constante. Por representar la voz que siempre puedo confiar, un apoyo invisible que me ayuda a seguir adelante, en especial en los momentos de mayor incertidumbre.

Finalmente, agradezco a quienes, con pequeños gestos, contribuyeron silenciosamente al logro de este objetivo, directa o indirectamente.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Resumen

El presente estudio evaluó la calidad y disponibilidad de los datos provenientes de boyas y mediciones satelitales en las regiones costeras del Río de la Plata y el océano Atlántico, considerando tanto satélites individuales como un conjunto integrado de satélites. El período de análisis abarcó desde el 1.º de enero de 2010 hasta el 31 de diciembre de 2022, lo cual incluye la mayor parte del período de operación de las boyas y permite utilizar datos de velocidad media del viento superficial provenientes de 17 satélites.

Como referencia, los datos satelitales utilizados en el reanálisis ERA5 corresponden a un subconjunto de esas 17 misiones satelitales seleccionadas en el presente estudio (ECMWF, 2024). Se realiza una comparación con datos de boyas y simulaciones WRF.

El objetivo principal es comparar distintas fuentes de datos de viento superficial durante un período en el cual se dispone de observaciones. El análisis se centra en una región offshore que no cuenta con estudios previos específicos sobre recurso eólico, y donde las únicas mediciones observacionales disponibles en mar abierto provienen de boyas y satélites.

Se realizó una comparación cruzada entre las mediciones de boyas, satélites y simulaciones del modelo WRF, empleando tres conjuntos de parametrización física. El propósito central fue mejorar la comprensión de los datos observacionales de viento superficial en la región analizada. Las simulaciones con WRF, que incluyen tres combinaciones distintas de esquemas de parametrización, fueron contrastadas con los datos de boyas y satélites. Estas configuraciones han sido previamente utilizadas en simulaciones offshore por Silveira and Gutiérrez (2023), Li et al. (2021) y Porchetta et al. (2021).

Para la región de estudio se empleó un conjunto satelital integrado, que sirvió como base para la selección de esquemas de parametrización en las simulaciones WRF, con el objetivo de mejorar la descripción del viento a mayores alturas y del recurso eólico marino. A partir de los datos analizados, se presenta un mapa estacional de viento superficial sobre el Río de la Plata y la plataforma del océano Atlántico.

A su vez, se evalúa la precisión del modelo WRF en la predicción de vientos offshore en altura, empleando un horizonte de pronóstico de 24 horas por cada día de simulación. La metodología se basa en datos provenientes de una torre meteorológica ubicada en una instalación portuaria, aplicando técnicas de filtrado direccional para aislar únicamente condiciones de viento marino. A partir del estudio previo de Franco et al. (2019), que estudia la evolución de la capa límite interna generada por cambios en la rugosidad superficial, se emplean los niveles de medición que no se encuentran afectados por el

Capítulo 0. Epígrafe

cambio de rugosidad del suelo, y se obtiene información para el filtrado direccional. La validación se realiza en conjunto de datos de reanálisis ERA5 (Hersbach et al., 2020), para evaluar el desempeño de la simulación WRF en tres dominios anidados con resoluciones horizontales de 12 km, 4 km y 1.3 km.

Este trabajo representa un paso inicial en el análisis del recurso eólico offshore en la región estudiada. Será necesario realizar análisis adicionales y campañas de medición que respalden futuras aplicaciones para parques eólicos marinos, particularmente a alturas representativas del buje de las turbinas. Esto es fundamental para establecer una conexión entre la velocidad del viento en superficie y los niveles superiores dentro de la capa límite planetaria.

Tabla de contenidos

Epígrafe	I
Agradecimientos	III
Resumen	v
1. Introducción	1
1.1. Recurso Eólico en Uruguay	1
1.2. Historia de la matriz energética	2
1.2.1. Panorama futuro	3
1.3. Dimensión ambiental	4
1.3.1. Protocolo de Kyoto	4
1.3.2. Acuerdo de París	4
1.3.3. Primer balance energético mundial	5
1.3.4. Posición de Uruguay	5
1.4. Modelado atmosférico-oceánico y caracterización del recurso eólico offshore	7
1.5. Descripción general del estudio	9
2. Recurso eólico	11
2.1. Turbinas eólicas	11
2.1.1. Costo nivelado de la Energía (LCOE)	11
2.1.1.1. Costos nivelizados de la energía eólica onshore	12
2.1.1.2. Costos nivelizados de la energía eólica offshore	14
2.1.2. Parques eólicos offshore	17
3. Mediciones satelitales	19
3.1. Clasificación según su órbita	19
3.1.1. High Earth Orbit (HEO)	19
3.1.2. Medium Earth Orbit (MEO)	20
3.1.3. Low Earth Orbit (LEO)	20
3.2. Viento oceánico de superficie	21
3.2.1. Tipos de sensores	22
3.2.2. Niveles de procesamiento de datos satelitales	22

Tabla de contenidos

3.2.3. Características de los datos	23
3.3. Satélites empleados en el análisis	25
4. Estaciones de medición	27
4.1. Boyas oceanográficas	27
4.2. Torre costera en La Paloma	29
5. Simulación numérica mesoescala	31
5.1. Global Forecast System	31
5.2. ERA5	31
5.3. Weather Research and Forecasting	32
5.3.1. Parametrizaciones	32
5.3.2. Condiciones iniciales y de borde	32
6. Análisis del mapa eólico en superficie	35
6.1. Descripción de datos observados	35
6.1.1. Boyas oceanográficas	35
6.1.2. Satélites	36
6.2. Datos de simulación numérica	38
6.3. Validación de datos satelitales mediante boyas oceanográficas	40
6.3.0.1. Estuario Exterior	43
6.3.0.2. Estuario Intermedio-Interior	43
6.3.0.3. Costa Oceánica	44
6.3.1. Definición JSsD	44
6.3.2. Ciclos estacionales MBE y MAE para JSsD	45
6.3.2.1. Boya OB	46
6.3.2.2. Boya T-ESTE	47
6.4. Comparación triangular: Satélites - boyas - WRF	49
6.4.1. Análisis estacional boyas y WRF	49
6.4.2. Análisis entre Boyas - WRF - JSsD	51
6.4.3. Análisis WRF - JSsD	52
6.4.4. Mapa de vientos offshore WRF - JSsD.	52
6.4.5. Mapa de vientos offshore JSsD a 10 m de altura.	56
7. Análisis del recurso eólico en altura	59
7.1. Descripción de datos observados	59
7.2. Datos de simulación numérica	60
7.2.1. WRF	60
7.2.2. ERA5	61
7.3. Análisis de datos	61
7.3.1. Evaluación de direcciones de viento	63
7.3.2. Evaluación del módulo de velocidades	64
7.3.3. Evaluación del cortante vertical	67
7.4. Análisis de estabilidad	70

Tabla de contenidos

8. Conclusiones	75
Referencias	79
Índice de tablas	88
Índice de figuras	90

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Recurso Eólico en Uruguay

La generación eólica en Uruguay ha tenido un gran crecimiento desde la incorporación de los primeros parques eólicos en 2008 destinados a la generación eléctrica. Desde entonces, la potencia instalada eólica ha venido en crecimiento, con participación tanto pública como del sector privado. En 2017, se llegó a un total de 43 parques eólicos de gran escala, cuya potencia instalada alcanza los 1513 MW. Esto constituye una penetración nominal del 29 %, en lo que corresponde a la generación eléctrica e igualando a la generación hidráulica. La generación mediante fuentes renovables ha brindado mayor independencia energética al país, en especial respecto a derivados del petróleo, que a lo largo de los años han traído diversas crisis energéticas a nivel mundial.

Desde la Facultad de Ingeniería, el Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental (IMFIA) ha venido trabajando en el estudio del recurso eólico. Entre sus contribuciones más destacadas se encuentra la instalación del primer aerogenerador del país, ubicado en la Sierra de los Caracoles, como parte de un proyecto piloto para la incorporación de la energía eólica en Uruguay, en conjunto con docentes del Instituto de Ingeniería Eléctrica Proyecto BID-CONICYT No 116 (2001). Asimismo, en el marco de un convenio con el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), el IMFIA participó en la elaboración del mapa eólico onshore del país, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República (2006) y Facultad de Ingeniería, Universidad de la República (2011).

En Uruguay, la investigación relacionada con el recurso eólico offshore aún es incipiente y, dado los intereses nacionales actuales, se vuelve necesario lograr una buena estimación del recurso eólico marino. En la actualidad, las estimaciones del recurso eólico offshore en el país han sido obtenidas mediante el *Global Wind Atlas* (Davis et al., 2023), como presentado en Róterdam, Países Bajos por ANCAP (Tomasini, 2025). Otros esfuerzos de estimaciones fueron realizados por Andrade et al. (2024) mediante datos de reanálisis con ERA5.

Sin embargo, en el territorio marítimo uruguayo no se cuentan con mediciones de

Capítulo 1. Introducción

viento en altura para verificar o ajustar los modelos de circulación atmosférica, y muchas de las mediciones disponibles con boyas no son recopiladas por el *World Meteorological Organization* (WMO), por lo que existe una potencial mejora en las estimaciones disponibles al momento.

1.2. Historia de la matriz energética

Previo a la década del 90, la oferta de energía eléctrica en Uruguay era escasamente diversificada, con una fuerte dependencia del petróleo y de la energía hidroeléctrica. La variación natural de la disponibilidad del recurso hídrico, afecta directamente la importación de petróleo, ocurriendo en años secos, una mayor participación del petróleo en la oferta primaria, con el fin de generar electricidad en las centrales térmicas, Bertoni et al. (2010). Con las crisis petroleras de la década del setenta, se aceleraron las acciones para concretar la obra de Salto Grande. Desde entonces, el país ya tiene colmada su capacidad respecto a las centrales de gran porte; sin embargo, existe un potencial desde el punto de vista de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, Horta et al. (2013). Decisiones políticas promueven un aumento en la diversificación energética al proyectar el uso del gas natural argentino con la inversión de los gasoductos del Litoral y Cruz del Sur. A pesar de que el gas natural es una fuente primaria más limpia que el petróleo, la decisión política viene dada para abaratar costos del sector industrial y uso residencial. Esta iniciativa se ve interrumpida por los precios relativos del energético, así como la crisis energética del año 2004, Bertoni et al. (2010).

Analizando los últimos 30 años de evolución del Balance Energético Nacional (BEN) de Uruguay, se construyeron los gráficos de la figura 1.1 presentando la evolución histórica de la oferta bruta (a la izquierda) y del consumo final por sectores (a la derecha).

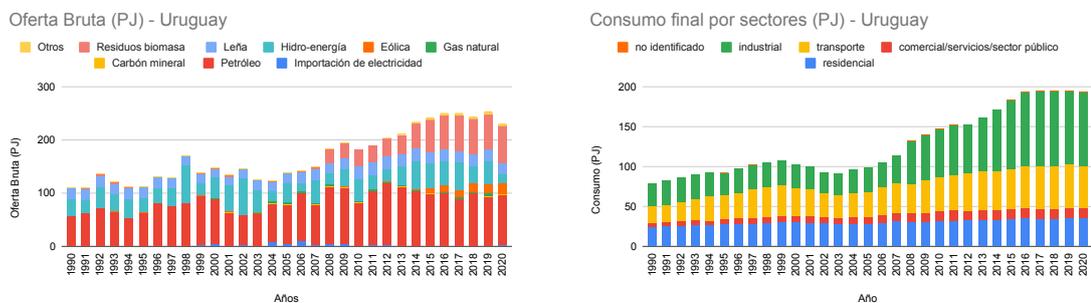


Figura 1.1: Oferta bruta de energía (izquierda) y consumo final por sectores (derecha). Elaboración propia a partir de datos del BEN Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), Uruguay (2023)

En ambos gráficos se puede apreciar una tendencia creciente en consumo de energía. Sin embargo, el aumento del consumo viene dado fundamentalmente por la instauración de las papeleras de UPM y Montes del Plata (2008 en adelante y que se compensa con su propia producción de energía mediante combustión de biomasa también identificada en

1.2. Historia de la matriz energética

el gráfico de oferta bruta), llegando a la tercera parte de la oferta primaria de energía del país en el 2020. En los gráficos se ve reflejado por el aumento en proporción del sector industrial frente a los demás sectores del consumo, y respecto al crecimiento abrupto del consumo de residuos de biomasa a partir del 2008. Por otro lado, si se observa únicamente la oferta de energía primaria destinada a producir electricidad, la participación del petróleo bajó considerablemente en proporción, dado a su aporte mayoritario al transporte, Bertoni et al. (2010).

Tras la crisis energética del 2004, se gesta la primera política energética nacional de largo plazo. El plan de políticas energéticas 2005-2030, apunta a la independencia energética, así como a promover políticas de eficiencia energética tanto en industrias como en hogares, estableciendo un acuerdo inter partidario. En este plan, se incorporan metas a corto (2015), mediano (2020) y largo plazo (2030), que deben ser cumplidas independientemente del gobierno de turno, Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), Uruguay (2025b). La política energética fue consensuada en una discusión que sentó sus bases y, luego en 2008, aprobada en Consejo de Ministros, para ser finalmente refrendada en 2010 por una comisión inter partidaria. Los lineamientos también reflejan el impacto causado por la caída de los contratos de gas con Argentina. Como había sucedido en la década del setenta con las crisis petroleras que aceleraron las acciones para concretar la obra de Salto Grande, las restricciones en la remisión de gas natural argentino con destino a la producción eléctrica obligaron a orientar la mirada hacia la necesidad de asegurar la soberanía energética, Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP), Uruguay (2019). El impacto de esta nueva política energética, se ve reflejado a partir de 2008 con un crecimiento mantenido de la generación eólica y solar fotovoltaica. En la actualidad, se cuenta con gran independencia energética producto a la incorporación de renovables, desde el punto de vista de la generación eléctrica, llegando en el 2021 a solamente 18 % de producción de energía de fuentes fósiles, y cuyas principales fuentes fueron hidroeléctrica (37 %) y eólica (35 %) Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), Uruguay (2021).

1.2.1. Panorama futuro

Es de gran dificultad afirmar cómo será el panorama energético futuro; sin embargo, existen lineamientos políticos en los cuales se busca reducir las emisiones de CO₂ tanto por transición a renovables como por la inserción de políticas de eficiencia energética.

Se crea el programa H2U con el objetivo de promover el desarrollo del hidrógeno verde en Uruguay Poder Ejecutivo de Uruguay (2022). Se propone una hoja de ruta del hidrógeno verde, un plan a mediano plazo en el cual se apunta a ser productor y exportador de hidrógeno verde para el 2030, tanto para consumo propio como para exportación. Se plantea la posibilidad de producir fertilizantes, e-metanol, e-Jet-Fuel, e-kerosene y amoniaco verde. Sin embargo, estos no tendrían tanta competencia como el hidrógeno verde, Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) (2022). Si bien esta es una propuesta estatal, no presenta tanta contundencia como el plan de políticas energéticas realizado dentro de un acuerdo inter partidario. A corto plazo, se lanza el

Capítulo 1. Introducción

fondo sectorial del hidrógeno, como forma de financiar proyectos pilotos de investigación e innovación, Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII) (2023).

Por otra parte, dado que el país tiene una alta participación de renovables en la matriz de generación eléctrica, se está promoviendo la compra y uso de vehículos eléctricos para disminuir la participación de combustibles fósiles a futuro. Los beneficios incluyen descuentos en las tarifas de importación, reducción de impuestos e inclusive descuentos en el costo de carga Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), Uruguay (2025a). Por lo que se espera que la participación del petróleo en la oferta energética se vea reducida a futuro.

1.3. Dimensión ambiental

1.3.1. Protocolo de Kyoto

El protocolo de Kyoto (1998), es el primer esfuerzo mundial en mitigar las emisiones de gases de efecto de invernadero. Entró en vigencia en el año 2005, estableciendo un punto de inflexión en la lucha contra el cambio climático, formando parte 197 países Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) (2025). En virtud del Protocolo, los países deben cumplir sus objetivos principalmente a través de medidas nacionales. Sin embargo, el Protocolo también les ofrece un medio adicional para cumplir sus objetivos mediante tres mecanismos de mercado:

- Comercio Internacional de Emisiones
- Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)
- Aplicación conjunta

Los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas) son, con diferencia, los que más contribuyen al cambio climático mundial, ya que representan más del 75 % de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero y casi el 90 % de todas las emisiones de dióxido de carbono. Naciones Unidas (2025).

Actualmente, el mundo se encuentra en una etapa de transición energética, donde se plantea dejar atrás el combustible fósil y adoptar un sistema que se base en fuentes de energía renovables, como la solar, la eólica, la hidroeléctrica y la geotérmica. Este cambio es fundamental para dar respuesta a la crisis climática, ya que se siguen utilizando combustibles fósiles para el 80 % del suministro de energía a escala mundial, que, en el proceso, liberan cantidades inmensas de gases que causan el calentamiento del planeta, como el dióxido de carbono y el metano Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) (2025).

1.3.2. Acuerdo de París

En 2015 se celebró el Acuerdo de París, donde las partes se comprometieron a un esfuerzo a largo plazo de mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, de una

1.3. Dimensión ambiental

forma sostenible, sin afectar la producción de alimentos ni los esfuerzos por mitigar la pobreza. Se establece el objetivo de limitar el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de los 2°C respecto a los niveles preindustriales, donde se establece el límite de 1.5°C como meta final.

El Acuerdo de París funciona en un ciclo de cinco años de medidas climáticas cada vez más ambiciosas llevadas a cabo por los países. En 2020, los países presentaron sus planes de acción climática conocidos como contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC). Estas contribuciones consisten en que los países comunican las medidas que tomarán para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero con el fin de alcanzar los objetivos del Acuerdo de París, así como medidas para crear resiliencia y adaptarse a los efectos del aumento de las temperaturas.

A su vez, estableció un primer balance mundial en 2023 para evaluar la evolución y cumplimiento de las partes, y reevaluar medidas y estimar el cumplimiento de los objetivos mundiales para el 2050, United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) (2025).

1.3.3. Primer balance energético mundial

Luego de dos fases previas realizadas en 2021 (recopilación y preparación de datos) y 2022-2023 evaluación técnica, se publicó en septiembre del año 2023 un informe de síntesis general, que resume los hallazgos clave que informarán los resultados políticos del balance mundial en la COP28 (2023). Si bien el informe destaca los avances logrados desde el Acuerdo de París (ahora se espera que las temperaturas globales aumenten entre 2.4 °C y 2.6 °C para finales de siglo, en comparación con los 3.7 °C-4.8 °C en 2010) también deja claro que se necesita mayor ambición y urgencia en todos los frentes para combatir la crisis climática. También señala que los compromisos climáticos actuales no están en línea con los caminos necesarios para limitar el calentamiento global a 1.5 °C. El foco principal permanece, que es la necesidad de eliminar gradualmente los combustibles fósiles y escalar la utilización de fuentes de energía renovable. También se han de cambiar significativamente los sectores del transporte y el industrial y reducir las emisiones distintas al CO₂, como el metano. World Resources Institute (WRI) (2025).

1.3.4. Posición de Uruguay

Uruguay, cuya matriz eléctrica alcanzó el 97% en generación a partir de fuentes renovables (en el período entre 2017 y 2020), ha disminuido significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes del sector energético. Ahora se encuentra en la segunda etapa de la transición energética con el desafío de la descarbonización del resto del sector energético (transporte e industria), así como de las materias primas de uso industrial, el desarrollo de una economía del hidrógeno, el mantenimiento de la alta participación de energías renovables en la matriz eléctrica y un uso más eficiente del sistema eléctrico. Uruguay se ha propuesto una Estrategia Climática de Largo Plazo a 2050, en la que el hidrógeno verde (H2V) y sus derivados son utilizados para el trans-

Capítulo 1. Introducción

porte de carga pesada y de pasajeros de larga distancia, así como para algunos usos industriales. Consecuentemente, tanto para consumo doméstico como para exportación, el H2V jugará un rol relevante para el país en el corto y largo plazo. (Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), 2022). La movilidad eléctrica es considerada otro pilar dentro de la segunda transición energética, debido a que más del 40 % de la matriz energética total del país depende aún de fuentes fósiles, y dos tercios de ese porcentaje se explican por el transporte (Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), 2023).

Como planes de mediano a largo plazo (10 años de evaluación del proyecto), se implementó el programa H2U para el desarrollo del hidrógeno verde en Uruguay (Poder Ejecutivo de Uruguay, 2022), donde se apunta a atraer inversores y fomentar la investigación del hidrógeno verde. Existen cuatro proyectos en etapa de estudios de factibilidad y prefactibilidad presentados en Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), Uruguay (2025c).

La acumulación de energía con H2V, viene asociada a grandes plantas de generación renovable. En Uruguay existen proyectos al corto y mediano plazo de incorporación de plantas piloto, como es el caso del proyecto "Tambor". Este es un proyecto de mega escala que se instaurará en Tambores, pueblo de 1500 habitantes entre los departamentos uruguayos Paysandú y Tacuarembó, que tiene como empresas responsables a SEG Ingeniería S.A. (Uruguay) y Enertrag (Alemania). Se plantea producir H2V y metanol verde utilizando energía eléctrica producida *in situ* (se instalará un parque eólico de más de 150 MW con 33 aerogeneradores y un parque solar fotovoltaico de más de 150 MW).

HIF Global, plantea un proyecto con una potencia estimada de 2 GW y un electrolizador de 1,1 GW. Se trata de una propuesta de megaproyecto con una inversión estimada de USD 6 mil millones, en el departamento de Paysandú, HIF Global (2025).

El 30 de octubre de 2024, el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) anunció el avance del proyecto Kahirós, con una inversión estimada de USD 38,6 millones. La planta estará destinada a la producción de hidrógeno verde a partir de energía renovable, mediante electrólisis del agua, con el objetivo de suministrar combustible a camiones de carga pesada de la cadena logística-forestal uruguaya. Se estima una producción de 77 toneladas anuales de hidrógeno verde y un consumo de 7,2 GW de energía anuales, alimentado por 8000 paneles solares. A su vez, utilizará 4200 litros de agua diarios para el proceso de electrólisis, empleando un electrolizador de 2 MW de potencia, Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), Uruguay (2024). A su vez, el proyecto H24U, con financiación del Fondo Sectorial de Hidrógeno, plantea emplear un electrolizador de 5 MW y una generación renovable de 10 MW para abastecer camiones de carga.

Este paso representa una concreción de las políticas públicas impulsadas por el gobierno uruguayo para posicionar al país como líder regional en producción de energías limpias, ampliando su matriz energética sustentable y contribuyendo a los compromisos climáticos internacionales asumidos por Uruguay en el marco del Acuerdo de París.

A su vez, dentro del programa H2U, se asigna al MIEM y a ANCAP como responsables del componente offshore del programa, donde se requiere el estudio del potencial eólico offshore. En base al Decreto N.º 694/2024 (Poder Ejecutivo de Uruguay, 2024), se

1.4. Modelado atmosférico-oceánico y caracterización del recurso eólico offshore

asignan lotes en el territorio marítimo uruguayo, con la finalidad de atraer a inversores extranjeros para la producción de H2V mediante mega proyectos de eólica offshore.

1.4. Modelado atmosférico-oceánico y caracterización del recurso eólico offshore

Con el surgimiento de nuevos mercados en torno a la energía eólica offshore, diversos trabajos recientes han centrado su atención en la caracterización del recurso eólico, integrando enfoques de análisis multicriterio en la evaluación de emplazamientos para parques eólicos offshore (Vinhoza and Schaeffer, 2021).

Entre los avances más relevantes, se destaca la implementación de modelos acoplados atmósfera-oleaje, como WRF (Weather Research and Forecasting) (Skamarock et al., 2019) y SWAN (Simulating Waves Nearshore) (SWAN, 2023), que han demostrado mejorar significativamente las estimaciones de generación eléctrica. Por ejemplo, Porchetta et al. (2021) reportan que la estimación de potencia promedio en red, calculada sobre un período de dos semanas, puede diferir hasta un 20 % entre configuraciones acopladas viento y oleaje, en comparación con simulaciones utilizando únicamente WRF desacoplado.

Un estudio de sensibilidad del modelo WRF bajo múltiples configuraciones fue realizado por Li et al. (2021), utilizando mediciones LiDAR bajo distintas direcciones de viento. Los resultados evidencian que el acoplamiento atmósfera-oleaje mejora significativamente los perfiles verticales del viento simulados, especialmente en condiciones de mar en crecimiento o maduro. Por su parte, los incrementos en la resolución horizontal o vertical del modelo presentaron impactos limitados, con efectos más notorios en condiciones inestables o muy estables, respectivamente.

Una adecuada parametrización de los efectos inducidos por el viento sobre la capa límite atmosférica marina resulta crucial para aplicaciones como la predicción meteorológica o la evaluación de recursos eólicos offshore. En este sentido, Ning et al. (2023) evaluaron simulaciones a mesoescala y microescala. La estabilidad de la capa límite atmosférica es particularmente relevante para el estudio de interferencias por estelas, ya que en condiciones estables, las cargas sobre aerogeneradores ubicados a sotavento tienden a incrementarse (Dörenkämper et al., 2015).

En Wu et al. (2022), se investiga cómo la interacción océano-atmósfera modifica el desarrollo de estelas y el rendimiento energético de parques eólicos. Se observa que el déficit de momento inducido por las turbinas en operación es significativo, y que la disminución en la velocidad del viento presenta una marcada difusión horizontal sobre la superficie del mar. Por su parte, Wang et al. (2023) evalúan las interacciones entre estelas y producción en grandes parques eólicos offshore en la provincia de Jiangsu, China, empleando una versión actualizada del modelo WRF acoplado con un modelo oceánico y un esquema de parametrización de parques eólicos. Sus resultados indican que el factor de capacidad del parque eólico disminuye al aumentar el número promedio de turbinas o la potencia unitaria de cada generador.

Capítulo 1. Introducción

A diferencia de los estudios anteriores, Wu et al. (2020) analizaron un acoplamiento tripartito atmósfera–oleaje–océano, concluyendo que la interacción atmósfera–océano tiene una influencia más significativa sobre la densidad de potencia eólica que los acoplamientos atmósfera–oleaje u oleaje–océano por separado.

En la interfaz aire-mar, se desarrolla un sistema complejo de interacción entre el oleaje y el flujo turbulento en las capas inferiores de la atmósfera y superiores del océano. Hristov and Ruiz-Plancarte (2014) analizaron la influencia de las olas sobre los balances de flujo de cantidad de movimiento y energía cinética en el flujo atmosférico sobre la superficie del mar. Asimismo, Wu et al. (2019) evidenciaron que el acoplamiento océano–oleaje–atmósfera tiene impactos relevantes en regiones costeras. Este tipo de interacciones (como flujos de momento, energía, calor, masa y radiación) están moduladas por las características físicas y geométricas de la superficie oceánica, que actúa como frontera entre las capas límite atmosférica y oceánica (Cavaleri et al., 2012).

Dado que las mediciones directas de viento sobre océanos son escasas y se limitan mayormente a anemómetros instalados en islas, barcos y boyas, las observaciones satelitales se posicionan como una herramienta clave para la evaluación del viento offshore. Los satélites permiten realizar mediciones mediante radiometría y dispersometría de microondas (MW), las cuales se basan en la interacción entre el viento superficial y la rugosidad del océano (Meissner and Wentz, 2012; REMSS, 2023). Existen dos tipos principales de instrumentos de microondas utilizados: radiómetros pasivos y dispersómetros activos, cuyos algoritmos de recuperación estiman vientos neutrales a 10 metros sobre la superficie oceánica (Mears et al., 2022).

Diversos estudios han evaluado la consistencia de estos productos. Por ejemplo, los productos de viento del dispersómetro HY-2B HSCAT fueron validados mediante datos in situ provenientes de boyas en aguas estadounidenses y chinas, además de ser comparados con otros sensores como ASCAT (Europa) y OSCAT (India) (Wang et al., 2020). En Hasager et al. (2016), se analizó el clima de vientos del Mar del Norte utilizando simulaciones con el modelo WRF, el sensor satelital SSM/I (Special Sensor Microwave Imager) y datos in situ, permitiendo contrastar el desempeño relativo de cada fuente de información.

Para la región de estudio, Gutiérrez and Fovell (2018) también aportaron observaciones onshore útiles para caracterizar la estabilidad atmosférica en los primeros 100 m de la capa límite. Otros trabajos, como el de Teixeira et al. (2024), han estudiado la estabilidad de la capa límite en la región del presal, en el sureste brasileño, donde se observa un evento de estratificación atmosférica durante las horas diurnas, con un pico al mediodía. Este fenómeno se atribuye a la presencia de una masa de aire cálido aguas arriba del punto de medición, que se desplaza sobre una región influenciada por corrientes de agua fría cercanas a la costa, generando condiciones favorables para la estabilidad. En dicho estudio, se emplea el modelo WRF inicializado con datos del reanálisis ERA5, y se compara su desempeño con mediciones in situ obtenidas mediante un LiDAR ubicado a 190 km de la costa.

En este contexto, el presente trabajo evalúa la precisión del modelo WRF en la predicción de vientos en niveles superiores, bajo condiciones offshore y en un horizonte de

1.5. Descripción general del estudio

pronóstico de 24 horas. La metodología se basa en datos provenientes de una torre meteorológica ubicada en una instalación portuaria, aplicando técnicas de filtrado direccional para aislar únicamente condiciones de viento marino. A partir del trabajo Franco et al. (2019), que estudia la evolución de la capa límite interna generada por cambios en la rugosidad superficial, se extiende el análisis hacia niveles superiores de la atmósfera. La validación se realiza frente al conjunto de datos ERA5 ECMWF (2024), en tres dominios anidados con resoluciones horizontales de 12 km, 4 km y 1.3 km.

Simulaciones adicionales de WRF para la región fueron desarrolladas por (Silveira and Gutiérrez, 2023), con especial atención a la precisión del perfil vertical del viento a mayores alturas.

1.5. Descripción general del estudio

En el presente trabajo tiene el objetivo de plantear las bases para la estimación del recurso eólico empleando medidas de campo. Visto la falta de mediciones en altura en el territorio marítimo, se plantea analizar medidas de viento en superficie (a 10 metros de altura) —en boyas oceanográficas y mediciones satelitales— y medidas de viento en altura en la torre costera más cercana a la costa —en la localidad de La Paloma—.

Se realizará un análisis de calidad de las fuentes de datos mediante comparación cruzada entre boyas, satélites y simulaciones WRF. Además, se evaluarán diferentes esquemas numéricos en modelos de mesoescala para periodos en los que se disponga de mediciones. Estas configuraciones han sido previamente utilizadas en simulaciones offshore por Silveira and Gutiérrez (2023), Li et al. (2021) y Porchetta et al. (2021). Con los esquemas que presenten el mejor desempeño, se realizará un mapeo y caracterización de la naturaleza de los ciclos diarios y estacionales de la energía eólica costa adentro a 10 metros sobre el nivel del mar.

Para la región de estudio se empleó un conjunto satelital integrado, que sirvió como base para la selección de esquemas de parametrización en las simulaciones WRF, con el objetivo de mejorar la descripción del viento a mayores alturas y del recurso eólico marino. A partir de los datos analizados, se presenta un mapa estacional de viento superficial sobre el Río de la Plata y la plataforma del océano Atlántico.

Finalmente, se evalúa la precisión del modelo WRF en la predicción de vientos offshore en altura, empleando un horizonte de pronóstico de 24 horas por cada día de simulación. La metodología se basa en datos provenientes de una torre meteorológica ubicada en una instalación portuaria, aplicando técnicas de filtrado direccional para aislar únicamente condiciones de viento marino. A partir del estudio previo de Franco et al. (2019), que estudia la evolución de la capa límite interna generada por cambios en la rugosidad superficial, se emplean los niveles de medición que no se encuentran afectados por el cambio de rugosidad del suelo, y se obtiene información para el filtrado direccional. La validación se realiza en conjunto de datos de reanálisis ERA5 (ECMWF, 2024), para evaluar el desempeño de la simulación WRF en tres dominios anidados con resoluciones horizontales de 12 km, 4 km y 1.3 km.

Cabe destacar que el contenido del capítulo 6, fue publicado en el *Journal of Wind*

Capítulo 1. Introducción

Engineering and Industrial Aerodynamics (Silveira et al., 2025). A su vez, parte del contenido presentado en el Capítulo 7, fue presentado recientemente en el *9th European African Conference on Wind Engineering*.

Capítulo 2

Recurso eólico

2.1. Turbinas eólicas

El uso de molinos de viento tiene una larga evolución histórica, con sus primeros registros de uso hace 2000 años, donde fueron empleados por primera vez por la cultura persa y también por la cultura china con el fin de moler maíz y elevar agua. Luego fueron empleados por los holandeses a partir del siglo XIV para drenar pantanos y lagos poco profundos y convertirlos en tierras agrícolas productivas, y posteriormente en principalmente en EE.UU. fueron empleados para bombear agua de pozos para las necesidades de agua del ganado y de las casas de campo en el siglo XIX. En ese entonces se inventaron los primeros generadores eólicos para producir corriente continua de 32 V, pero el desarrollo a mayor escala comienza a partir del 1970, por la necesidad de sustituir la energía derivada de los combustibles fósiles por formas de energía renovables Letcher (2023). Estas turbinas eran capaces de extraer en torno a 500 kW de potencia, mientras que la tecnología ha evolucionado hasta el día de hoy llegando a turbinas de 16 MW, como es el caso del modelo MySE 16.0 260, diseñado por la empresa china MingYang Smart Energy Buljan (2023).

2.1.1. Costo nivelado de la Energía (LCOE)

El costo medio de producción a lo largo de la vida útil o costo nivelado de la energía (*Levelized Cost of Energy*, LCOE) se define como el precio de venta de la energía para el cual el valor presente neto (NPV - *Net Present Value*) es nulo y sería el costo total de producir electricidad a lo largo de la vida útil de un aerogenerador, en función de la energía que se espera generar. Este indicador incorpora todos los costos del ciclo de vida del sistema, los cuales se agrupan en dos grandes categorías: los costos de inversión de capital (CAPEX) y los costos de operación y mantenimiento (OPEX). El CAPEX comprende la adquisición del aerogenerador, la infraestructura, los trabajos de instalación y otros gastos iniciales relacionados con el desarrollo, instalación y puesta en marcha del parque eólico. Por su parte, el OPEX abarca los costos periódicos asociados a la

Capítulo 2. Recurso eólico

operación y mantenimiento del aerogenerador, tales como arrendamientos, seguros, administración, gestión, mantenimiento programado y no programado, repuestos y otros gastos operativos diarios.

En comparación con un aerogenerador terrestre, uno marino requiere una inversión inicial considerablemente mayor, así como costos operativos regulares más elevados. Si bien el LCOE de la generación eólica marina ha mostrado una tendencia decreciente en los últimos años gracias al avance tecnológico y a la maduración del sector, aún se mantiene significativamente por encima del correspondiente a la generación eólica terrestre, Dao et al. (2019).

2.1.1.1. Costos nivelizados de la energía eólica onshore

El LCOE de un parque eólico terrestre depende de diversos factores como el costo total de instalación (componente más significativo es la turbina y su torre), el factor de capacidad a lo largo de la vida útil, los costos de operación y mantenimiento, la vida útil del proyecto y el costo de capital. En el caso de Uruguay, tres de los parques eólicos más grandes, Pampa (141.6 MW), Peralta (100 MW) y Artilleros (65.1 MW), presentaron contratos por 63.50, 63.90 y 63.5 U\$D/MWh, respectivamente. Entre 2010 y 2022, el LCOE promedio mundial de la energía eólica terrestre se redujo un 69 %, pasando de 107 a 33 USD/MWh, según datos de International Renewable Energy Agency (IRENA) (2024), consolidando a esta tecnología como una de las más competitivas dentro del sector renovable, en muchos casos incluso sin necesidad de subsidios. No obstante, esta tendencia descendente se revirtió parcialmente en 2022 y 2023, cuando el LCOE aumentó por primera vez desde que se realizan estos análisis, debido al encarecimiento de las turbinas, la inflación global y las disrupciones en las cadenas de suministro, con efectos especialmente notorios en países europeos como Francia y Alemania, de acuerdo con informes de Lazard Inc. (2025), AleaSoft Energy Forecasting (2023).

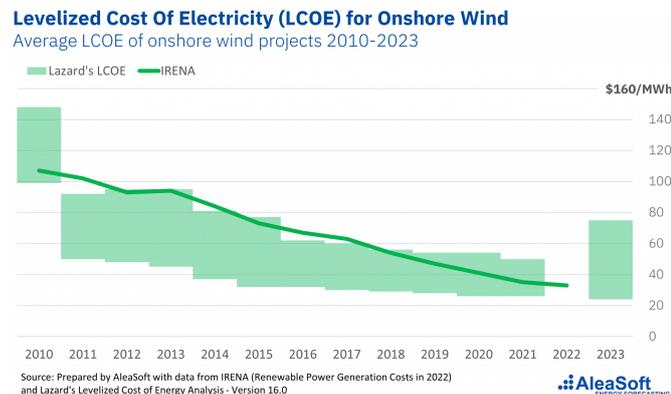


Figura 2.1: LCOE de turbinas onshore. Extraído de AleaSoft Energy Forecasting (2023)

Los factores que explican la reducción del costo nivelado de energía (LCOE) promedio ponderado a nivel global en proyectos eólicos incluyen diversas mejoras tecnológicas,

2.1. Turbinas eólicas

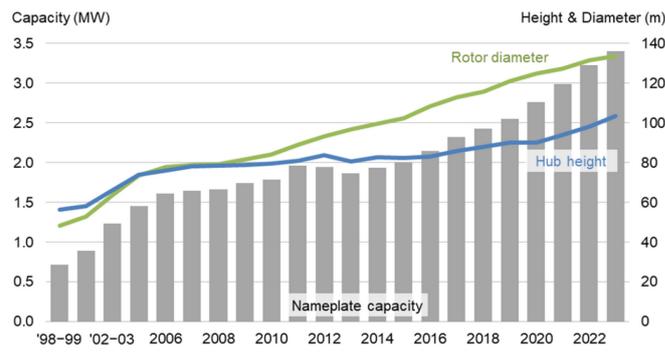


Figura 2.2: Evolución del tamaño de turbinas eólicas onshore a lo largo de los años. Extraído de U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency Renewable Energy (2024)

organizativas y de escala. En primer lugar, los avances en la tecnología de los aerogeneradores, especialmente el aumento del tamaño y del área de barrido del rotor, han permitido optimizar la potencia específica (relación entre potencia nominal y superficie barrida), lo que incrementa la producción energética y mejora la viabilidad económica de los proyectos, dependiendo de las características del sitio. Paralelamente, la configuración óptima del parque —adaptada a la topografía, turbulencia y régimen eólico local— se ha potenciado gracias a mejores herramientas de caracterización del recurso eólico y software de diseño, lo que ha contribuido a mayores rendimientos energéticos y menores costos de operación y mantenimiento (O&M) por unidad de capacidad instalada. En la figura 2.2, muestra la evolución del tamaño de turbinas onshore desde los primeros molinos del siglo 19 hasta su proyección al año 2025.

En segundo lugar, las economías de escala han permitido reducir los costos de fabricación, instalación y operación, particularmente al requerirse un menor número de turbinas por proyecto debido al aumento en la capacidad unitaria de los aerogeneradores. A esto se suman las reducciones en los costos de O&M, impulsadas por la incorporación de tecnologías digitales y de inspección autónoma, mejoras en la confiabilidad y durabilidad de los equipos, y una mayor competencia en el sector de servicios, que ha generado eficiencias adicionales.

Finalmente, el paso de esquemas de tarifas reguladas (feed-in-tariffs) a mecanismos de subasta competitiva ha profundizado aún más la reducción de costos, al incentivar la eficiencia a lo largo de toda la cadena de valor, desde el desarrollo del proyecto hasta el mantenimiento operativo, tanto a escala local como global. En este contexto, los fabricantes de aerogeneradores y proveedores han reconfigurado sus cadenas de suministro hacia modelos con hubs regionales, lo que permite reducir costos logísticos y laborales, mejorando así la competitividad general del sector, International Renewable Energy Agency (IRENA) (2024).

Capítulo 2. Recurso eólico

2.1.1.2. Costos nivelizados de la energía eólica offshore

En la última década, la energía eólica marina ha experimentado una notable expansión impulsada por el desarrollo tecnológico, el fortalecimiento de las cadenas de suministro regionales, el aumento de la experiencia industrial y un marco político y regulatorio favorable. Estos factores han contribuido a una reducción sostenida del costo nivelado de energía (LCOE), que descendió un 59 % entre 2010 y 2022, pasando de 197 a 81 USD/MWh, según datos de International Renewable Energy Agency (IRENA) (2024). Desde su pico en 2007, el LCOE global ponderado de la energía eólica marina ha disminuido un 65 %, alcanzando su mínimo histórico en 2021. Esta evolución ha sido acompañada por un crecimiento exponencial de la capacidad instalada, que aumentó de 3,1 GW en 2010 a 63,2 GW en 2022. En términos comparativos, en 2022 los Países Bajos registraron el LCOE promedio ponderado más bajo a nivel global (58 USD/MWh), superando incluso a Dinamarca, referente histórico en el desarrollo de esta tecnología, AleaSoft Energy Forecasting (2023).

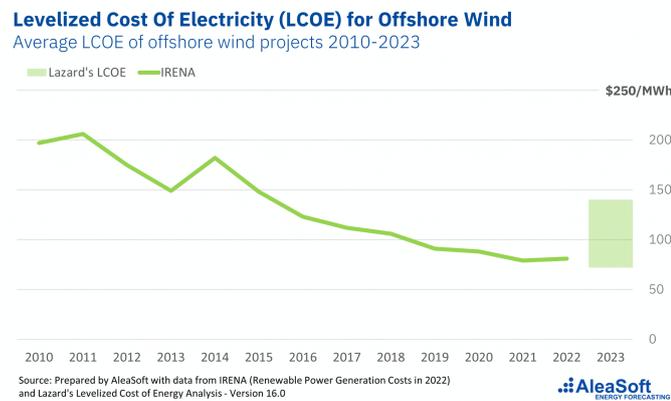


Figura 2.3: LCOE de turbinas offshore. Extraído de AleaSoft Energy Forecasting (2023)

A su vez, en la figura 2.4, se presenta información desglosada por regiones, donde las principales en el mundo son Europa y Asia. Presentando los costos más bajos en Europa, principalmente en Dinamarca, por 48 U\$D/MWh. Y los costos más altos en Asia registrados están en Japón con 211 U\$D/MWh.

2.1. Turbinas eólicas

	2010			2023		
	5 th percentile	Weighted average	95 th percentile	5 th percentile	Weighted average	95 th percentile
	(2023 USD/kW)					
Asia	0.133	0.197	0.218	0.050	0.078	0.211
China	0.130	0.197	0.215	0.049	0.070	0.091
Japan	0.207	0.207	0.207	0.211	0.211	0.211
Republic of Korea*	n.a.	n.a.	n.a.	0.144	0.195	0.246
Europe	0.136	0.205	0.241	0.052	0.067	0.108
Belgium*	0.244	0.244	0.244	0.088	0.090	0.092
Denmark	0.117	0.117	0.117	0.048	0.048	0.048
Germany	0.193	0.195	0.201	0.063	0.063	0.063
The Netherlands**	n.a.	n.a.	n.a.	0.059	0.061	0.063
United Kingdom	0.215	0.224	0.233	0.056	0.059	0.062

Figura 2.4: LCOE de eólica offshore International Renewable Energy Agency (IRENA) (2024).

Las fundaciones constituyen la consideración de diseño más importante y a menudo determinan la viabilidad financiera de un proyecto. Normalmente, las fundaciones cuestan entre el 25 % y el 34 % de todo el proyecto. Hay que tener en cuenta muchos aspectos a la hora de elegir y diseñar las fundaciones para un emplazamiento concreto. Entre ellos se encuentran la facilidad de instalación en la mayoría de las condiciones meteorológicas, la variación de las condiciones del lecho marino, las embarcaciones y el equipo necesarios, y la normativa medioambiental Letcher (2023).

Al día de la fecha, la tecnología con mayor participación y desarrollo en los parques eólicos es la de fondo fijo. Estas tecnologías tienen presente la limitante de poder operar a profundidades menores a 30 m, para monopilotes y apoyos por gravedad, y entre 30 y 60 m para jackets, trípodes y tripilas. Estas tecnologías se ejemplifican en la figura 2.5.

Aunque aún en fase de desarrollo, la energía eólica marina flotante se posiciona como una solución clave para desbloquear el vasto potencial de generación en aguas profundas, donde las tecnologías de fundación fija resultan técnica y económicamente inviables. Países con plataformas continentales estrechas, como Japón y Estados Unidos, pueden beneficiarse especialmente de esta tecnología, que permite instalar turbinas marinas a mayor distancia de la costa y más cerca de los centros de demanda. Además de ampliar el mercado geográfico, las plataformas flotantes presentan ventajas operativas: reducen el impacto sobre el lecho marino, acortan los tiempos de instalación al ensamblarse en puerto, y potencialmente disminuyen los costos de operación y mantenimiento, al permitir reparaciones críticas en tierra. Aunque aún no está claro cuál diseño será exitoso comercialmente, o si las tecnologías coexistirán. Los diseños más utilizados en proyectos de demostración son de tipo *spar buoy*, semisumergible y *tension-leg platform*, ver figura 2.6.

Capítulo 2. Recurso eólico

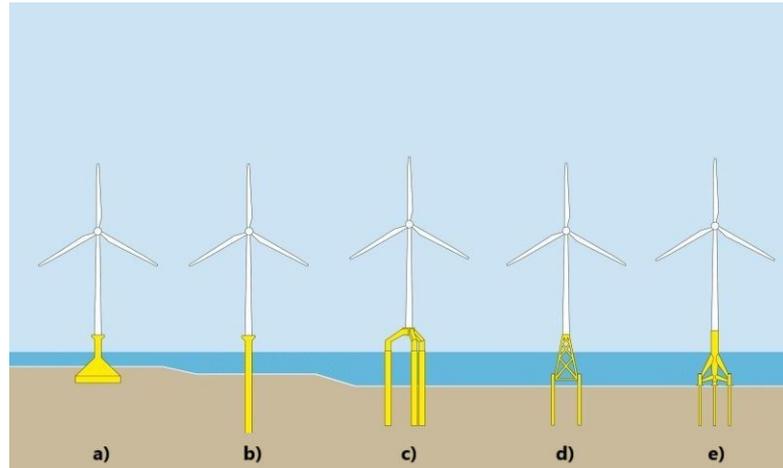


Figura 2.5: Ejemplos de tecnologías de fundaciones fijas para turbinas offshore: a) Apoyo por gravedad, b) Monopilote, c) Tripile, d) Jacket, e) Trípode. Modificado de de Federal Maritime and Hydrographic Agency (BSH) (2025)

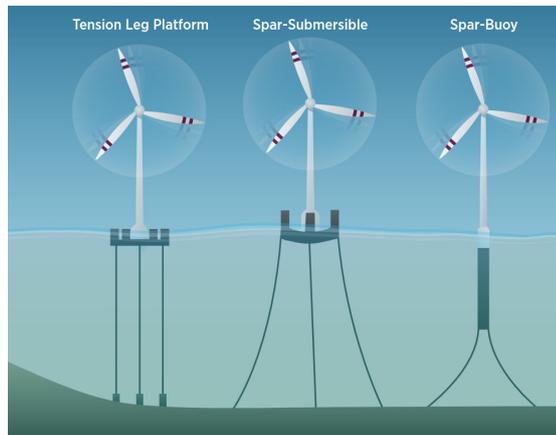


Figura 2.6: Tecnologías predominantes de turbinas flotantes. Extraído de International Renewable Energy Agency (IRENA) (2024)

Desde una perspectiva económica, el avance de la eólica flotante es notable. Entre 2010 y 2024, los costos totales instalados podrían reducirse hasta en un 70 %, pasando de 14161 USD/kW a 4310 USD/kW, según datos de proyectos pre comerciales. Para los proyectos en desarrollo hacia 2024, se estima un LCOE promedio de 0,13 USD/kWh, lo que resulta alentador considerando la fase temprana de la tecnología. Este descenso de costos se ve impulsado por la maduración técnica, la transferencia de conocimientos desde la industria offshore de petróleo y gas, y el aprendizaje acumulado en proyectos de demostración. De mantenerse esta tendencia, la eólica marina flotante podría desempeñar un papel crucial en la transición energética global, habilitando el aprovechamiento de más de 4 TW de recursos técnicos en Europa, 2.45 TW en EE.UU., 0.5 TW en Japón y

2.1. Turbinas eólicas

2.2 TW en China.

Al igual que en turbinas onshore, la tendencia al aumento en altura y área de barrido viene en aumento para aerogeneradores offshore. En la figura 2.7 esquematiza la evolución de la altura y diámetros medios de estas turbinas. Esta evolución responde a la necesidad de incrementar la extracción de energía con una mayor superficie barrida, lo que permite mejorar el factor de capacidad y reducir el LCOE. En particular, los aerogeneradores offshore presentan diámetros de rotor promedio considerablemente mayores que sus equivalentes onshore. Esto se debe, en gran medida, a que el entorno marino ofrece menores restricciones espaciales y logísticas, permitiendo la instalación de turbinas más grandes y pesadas a mayores distancias de la costa y en aguas profundas. Como resultado, las turbinas marinas logran una mayor producción energética y una mayor eficiencia operativa, aspectos clave para compensar los mayores costos de inversión y mantenimiento asociados a este tipo de emplazamientos, Tumse et al. (2024).

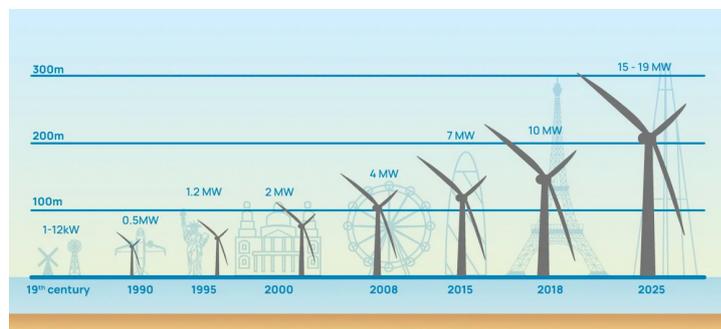


Figura 2.7: Evolución del tamaño de turbinas eólica offshore a lo largo de los años. Extraído de Moncada (2024)

2.1.2. Parques eólicos offshore

Los parques eólicos offshore enfrentan condiciones más exigentes que los onshore durante la instalación, puesta en marcha y operaciones, debido al entorno marino hostil. Su ubicación complica tanto la construcción como la conexión a la red eléctrica, lo que incrementa la complejidad del desarrollo del proyecto. Como resultado, los proyectos eólicos marinos presentan mayores costos y tiempos de ejecución significativamente más largos que los terrestres.

Sin embargo, la energía eólica offshore ofrece varias ventajas clave: vientos más fuertes y constantes, posibilidad de transportar grandes componentes directamente desde puertos, y espacio para construir parques de mayor escala con mayor generación eléctrica. Además, el potencial eólico en mar abierto y su mayor aceptación social refuerzan su atractivo frente a alternativas terrestres.

La expansión reciente del sector, junto con mejoras tecnológicas, economías de escala y mayor experiencia por parte de desarrolladores y fabricantes, ha permitido una reducción significativa de costos, especialmente en instalaciones con cimentación fija, que

Capítulo 2. Recurso eólico

siguen siendo las más comunes. No obstante, la eólica flotante ha alcanzado ya una etapa comercial temprana, demostrando capacidad para explotar el potencial eólico en aguas profundas.

Un eje de mejora clave es la digitalización del sector eléctrico. El uso avanzado de analítica de datos e inteligencia artificial (IA) permite optimizar la planificación de emplazamientos, mejorar la eficiencia de la cadena de suministro, implementar mantenimiento predictivo y detectar anomalías operativas, International Renewable Energy Agency (IRENA) (2024).

En la tabla 2.1 se presentan tres ejemplos de parques eólicos offshore. Hornsea One y Gemini son dos megaproyectos de generación eólica, siendo Hornsea Two el más grande del mundo, ocupando una superficie un 12% menor que la del departamento de Montevideo. Por otro lado, Kincardine es un parque eólico piloto, y se considera el parque eólico flotante conectado a la red más grande del mundo.

Tabla 2.1: Ejemplos de parques eólicos offshore: características principales

Característica	Kincardine	Hornsea Two	Gemini
Tipo	Flotante	Fijo	Fijo
Capacidad (MW)	50	1320	600
Turbinas (nº y MW)	5 x 10 MW	165 x 8 MW	150 x 4 MW
Diámetro Rotor (m)	164	167	130
Superficie total (km ²)	110	462	68
Profundidad (m)	60-80	30-40	28-36
Distancia a la costa (km)	15	89	85
Referencias	Box (2020)	Ørsted A/S (2022)	Park (2025)

Capítulo 3

Mediciones satelitales

3.1. Clasificación según su órbita

La presente sección presenta una breve introducción a las órbitas satelitales, con el fin de proveer del concepto y definiciones empleados más adelante en el capítulo. La información presentada es extraída del sitio web de la NASA (Riebeek, 2009).

3.1.1. High Earth Orbit (HEO)

Se considera que un satélite es de órbita terrestre alta cuando orbita a una distancia mayor a 42,164 km de la tierra. Un satélite que se encuentre a esta distancia precisa de 42,164 km presentará un tiempo de órbita de 24 horas, es decir, que presentará una velocidad de rotación igual al de la tierra. Si un satélite orbita a esta distancia, parecerá que se mantiene posicionado sobre una misma longitud, aunque podría moverse hacia el norte o hacia el sur. Esta órbita especial se la denomina geosíncrona.

Un satélite que trabaje directamente sobre el ecuador, sobre una órbita geosíncrona circular, tendrá una órbita totalmente geoestacionaria, que no se moverá en absoluto respecto al lugar observado sobre la superficie terrestre.

Una órbita geoestacionaria es extremadamente valiosa para el monitoreo del clima, ya que los satélites en esta órbita proporcionan una vista constante de la misma área de la superficie terrestre.

Entre estos tipos de satélites, se encuentra la serie GOES (*Geostationary Operational Environmental Satellite*). Estos envían información sobre nubes, vapor de agua y viento, siendo la base para la mayoría de los sistemas de monitoreo y pronóstico del tiempo.

Son empleados también en aplicaciones de telecomunicaciones, (telefonía, televisión, radio), así como para aplicaciones de búsqueda y rescate para localizar barcos y aviones en situación de emergencia.

Además de los satélites geoestacionarios, se tienen satélites de observación espacial, donde se destacan entre otros, el *Solar and Heliospheric Observatory* (SOHO) a unos 1.5 millones de kilómetros de la tierra, el telescopio espacial James Webb, y el satélite

Capítulo 3. Mediciones satelitales

de observación solar STEREO (*Solar Terrestrial Relations Observatory*).

3.1.2. Medium Earth Orbit (MEO)

Más cercanos a la Tierra, los satélites en una órbita terrestre media se mueven más rápido, donde se destacan dos órbitas medias: la órbita semisincrónica y la órbita Molniya.

La órbita semisincrónica es una órbita casi circular (de baja excentricidad) situada a 26,560 kilómetros del centro de la Tierra (aproximadamente 20,200 kilómetros sobre la superficie). Un satélite a esta altura tarda 12 horas en completar una vuelta alrededor del planeta. A medida que el satélite se desplaza, la Tierra rota debajo de él. En 24 horas, el satélite sobrevuela los mismos dos puntos del ecuador cada día. Esta órbita es estable y altamente predecible. Es la órbita que utilizan los satélites del Sistema de Posicionamiento Global (GPS).

La segunda órbita común de tipo medio es la órbita Molniya, fue inventada por los rusos y es ideal para observar latitudes altas. El satélite se desplaza en una elipse muy alargada con la Tierra cerca de uno de sus extremos. Debido a la gravedad del planeta, el satélite se mueve muy rápido cuando está cerca de la Tierra. A medida que se aleja, su velocidad disminuye, por lo que pasa más tiempo en la parte más alejada de su órbita. Un satélite en órbita Molniya tarda 12 horas en completar su recorrido, pero pasa aproximadamente dos tercios de ese tiempo sobre un mismo hemisferio. Al igual que la órbita semisincrónica, un satélite en órbita Molniya sobrevuela la misma trayectoria cada 24 horas. Este tipo de órbita es útil para las comunicaciones en regiones extremas del norte o del sur.

3.1.3. Low Earth Orbit (LEO)

La mayoría de los satélites científicos y muchos satélites meteorológicos se encuentran en una órbita terrestre baja, casi circular. La inclinación de la órbita depende de lo que el satélite fue diseñado para observar. Por ejemplo, el satélite TRMM (Misión de Medición de Lluvias Tropicales) fue lanzado para monitorear las precipitaciones en los trópicos. Por esta razón, tiene una inclinación relativamente baja (35 grados), lo que le permite permanecer cerca del ecuador.

Muchos de los satélites del Sistema de Observación de la Tierra de la NASA tienen una órbita casi polar, ver figura 3.1. En esta órbita altamente inclinada, el satélite se desplaza de polo a polo, tardando aproximadamente 99 minutos en completar una vuelta alrededor del planeta. Durante la mitad del recorrido, el satélite observa el lado diurno de la Tierra; al llegar al polo, cruza al lado nocturno del planeta.

Así como los satélites geoestacionarios tienen un "punto ideal" sobre el ecuador que les permite mantenerse sobre una misma ubicación en la Tierra, los satélites de órbita polar tienen un "punto ideal" que les permite mantenerse en un mismo horario solar local. Esta órbita se denomina órbita heliosincrónica (o Sol-sincrónica), lo que significa que cada vez que el satélite cruza el ecuador, lo hace a la misma hora solar local. Por

3.2. Viento oceánico de superficie

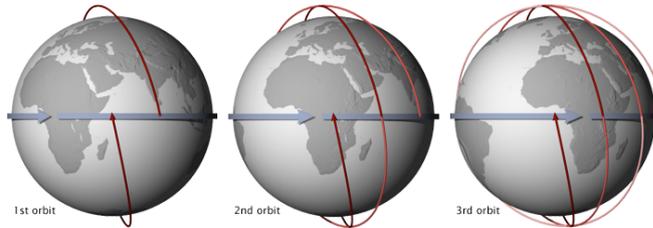


Figura 3.1: Ejemplo de órbita polar. Extraído de Riebeek (2009)

ejemplo, el satélite Terra cruza el ecuador sobre Brasil siempre alrededor de las 10:30 de la mañana, y cuando da la vuelta y vuelve a cruzar el ecuador, esta vez sobre Ecuador o Colombia, lo hace también a las 10:30 hora local.

La órbita heliosincrónica es fundamental dado que mantiene el ángulo de la luz solar sobre la superficie de la Tierra lo más constante posible (aunque varíe ligeramente con las estaciones del año). Esta consistencia permite comparar imágenes del mismo lugar tomadas en la misma estación del año a lo largo de varios años, sin preocuparse por diferencias extremas de sombra o iluminación, que podrían dar lugar a falsas apariencias de cambio.

El camino que un satélite debe seguir para mantenerse en una órbita heliosincrónica es muy estrecho. Por ejemplo, si un satélite se encuentra a una altitud de 100 kilómetros, debe tener una inclinación orbital de 96 grados para conservar una órbita heliosincrónica. Cualquier desviación en la altura o en la inclinación hará que el satélite pierda esta sincronización solar. Como la resistencia atmosférica y la gravedad del Sol y la Luna alteran constantemente la órbita de un satélite, se requieren ajustes regulares para mantenerlo en esta órbita precisa.

3.2. Viento oceánico de superficie

Los productos satelitales de velocidad del viento se desarrollan con radiómetros y escaterómetros, que miden la rugosidad de la superficie oceánica y se correlacionan con las velocidades del viento a 10 m por encima de la superficie del agua (REMSS, 2023). Existen dos tipos de productos: módulo de velocidades del viento a partir de radiómetros y vectores de viento (módulo y dirección) a partir de radiómetros polarimétricos y de escaterómetros.

Se requieren modelos de transferencia radiativa y emisividad oceánica para derivar las velocidades del viento a partir de las temperaturas de cuerpo negro (Meissner and Wentz, 2012). En cambio, los escaterómetros iluminan la superficie terrestre mediante una serie de impulsos de radiación de microondas polarizada. La potencia de la señal retrodispersada se mide en el intervalo entre los pulsos, Atlas et al. (2001).

3.2.1. Tipos de sensores

Radar de apertura sintética (SAR)

Utiliza microondas para obtener imágenes de la superficie del mar. Envía un pulso de energía y registra la cantidad de energía reflejada tras su interacción con la Tierra. A diferencia de las imágenes ópticas, que son una técnica pasiva de recogida de datos basada en la energía emitida, las imágenes SAR se crean a partir de la reacción de un pulso de energía emitido con estructuras físicas (como montañas, bosques y hielo marino) y condiciones como la humedad del suelo. El SAR se ha utilizado en una amplia gama de aplicaciones, como el estudio de icebergs antárticos, el seguimiento de vertidos de petróleo en marismas sensibles y la cartografía de los humedales de Alaska. Para el caso de la velocidad de viento en superficie, se relaciona esta con la rugosidad del agua mediante modelos geofísicos. Presentan una alta resolución espacial, del orden de 1 km o menos. NASA Earth Observing System Data and Information System (EOSDIS) (2025b).

Escaterómetros (Scatterometers) Emiten pulsos de microondas a la superficie del océano y midiendo después los impulsos de microondas devueltos al sensor del satélite. Esta señal retrodispersada está físicamente relacionada con la rugosidad de la superficie. Para las superficies acuáticas, la rugosidad de la superficie está altamente correlacionada con la velocidad y la dirección del viento cerca de la superficie a una altura de 10 m sobre el nivel del mar. La GMF (*Geophysical Model Function*) es la Función Geofísica del Modelo que relaciona la relación de retrodispersión observada con la velocidad y dirección del viento en superficie a una altura de 10 m sobre el nivel del mar, Guo et al. (2018).

Radiómetros de microondas El radiómetro pasivo de microondas mide las temperaturas de brillo de microondas en la superficie del océano. Al igual que para el escaterómetro, la intensidad de la radiación depende de la rugosidad en la superficie del océano. El vector viento se obtiene utilizando el RTM (*Radiative Transfer Model*) Modelo de Transferencia Radiativa, Guo et al. (2018).

3.2.2. Niveles de procesamiento de datos satelitales

Los datos satelitales presentan diversos niveles de procesamiento, presentados en la tabla 3.1.

3.2. Viento oceánico de superficie

Tabla 3.1: Niveles de procesamiento de datos satelitales. Extraído de NASA Earth Observing System Data and Information System (EOSDIS) (2025a)

Nivel de Datos	Descripción
Nivel 0	Datos del instrumento y la carga útil reconstruidos, sin procesar, a resolución completa, con todos los artefactos de comunicación eliminados (por ejemplo, tramas de sincronización, cabeceras de comunicación, datos duplicados).
Nivel 1A	Datos reconstruidos del instrumento, sin procesar, a resolución completa, referenciados en el tiempo y anotados con información auxiliar, como coeficientes de calibración radiométrica y geométrica, y parámetros de georreferenciación (por ejemplo, efemérides de la plataforma).
Nivel 1B	Datos de Nivel 1A que han sido procesados a unidades del instrumento (no todos los instrumentos tienen datos fuente en Nivel 1B).
Nivel 1C	Datos de Nivel 1B que incluyen nuevas variables para describir el espectro. Estas variables permiten al usuario identificar qué canales L1C provienen directamente del L1B, cuáles han sido sintetizados y por qué.
Nivel 2	Variables geofísicas derivadas en la misma resolución y ubicación que los datos fuente del Nivel 1.
Nivel 2A	Datos derivados de los datos del instrumento geolocalizados, como elevación del terreno, retornos superficiales máximos y mínimos, alturas cuantiles de energía (métricas de "altura relativa") y otras métricas obtenidas de la forma de onda que describen la superficie interceptada.
Nivel 2B	Datos del Nivel 2A que han sido procesados a unidades del instrumento (no todos los instrumentos tienen un equivalente Nivel 2B).
Nivel 3	Variables mapeadas en una grilla uniforme de espacio-tiempo, usualmente con criterios de completitud y consistencia.
Nivel 3A	Resúmenes periódicos (semanales, decenales, mensuales) de productos de Nivel 2.
Nivel 4	Salidas de modelos o resultados de análisis de datos de niveles inferiores (por ejemplo, variables derivadas de múltiples mediciones).

3.2.3. Características de los datos

Una resolución típica de los vientos de superficie medidos mediante radiómetro es de aproximadamente 25 km, con un ancho de huella de aproximadamente 1800 km. Este tipo de mediciones se realiza en aguas profundas, llegando hasta aproximadamente 15 km de la costa.

Capítulo 3. Mediciones satelitales

La disponibilidad de datos conlleva una problemática debido a que los satélites pasan por la misma posición aproximadamente dos veces al día a elevada velocidad. A modo ilustrativo, se presenta en la Figura 3.2, mediciones de 24 h de cuatro satélites (AQUA, y DMSP f15, f16 y f17) en un solo día (02 de enero 2010) sobre un área mayor que la región analizada. Las mediciones se agruparon en intervalos de 6 h, y la barra de colores describe la superposición de las respectivas huellas en la región considerada. La superposición se produjo solo tres veces en el día seleccionado y en intervalos de tiempo definidos en la región considerada. Por lo tanto, la disponibilidad de datos debe analizarse tomando en consideración la ubicación espacial donde se quiere trabajar.

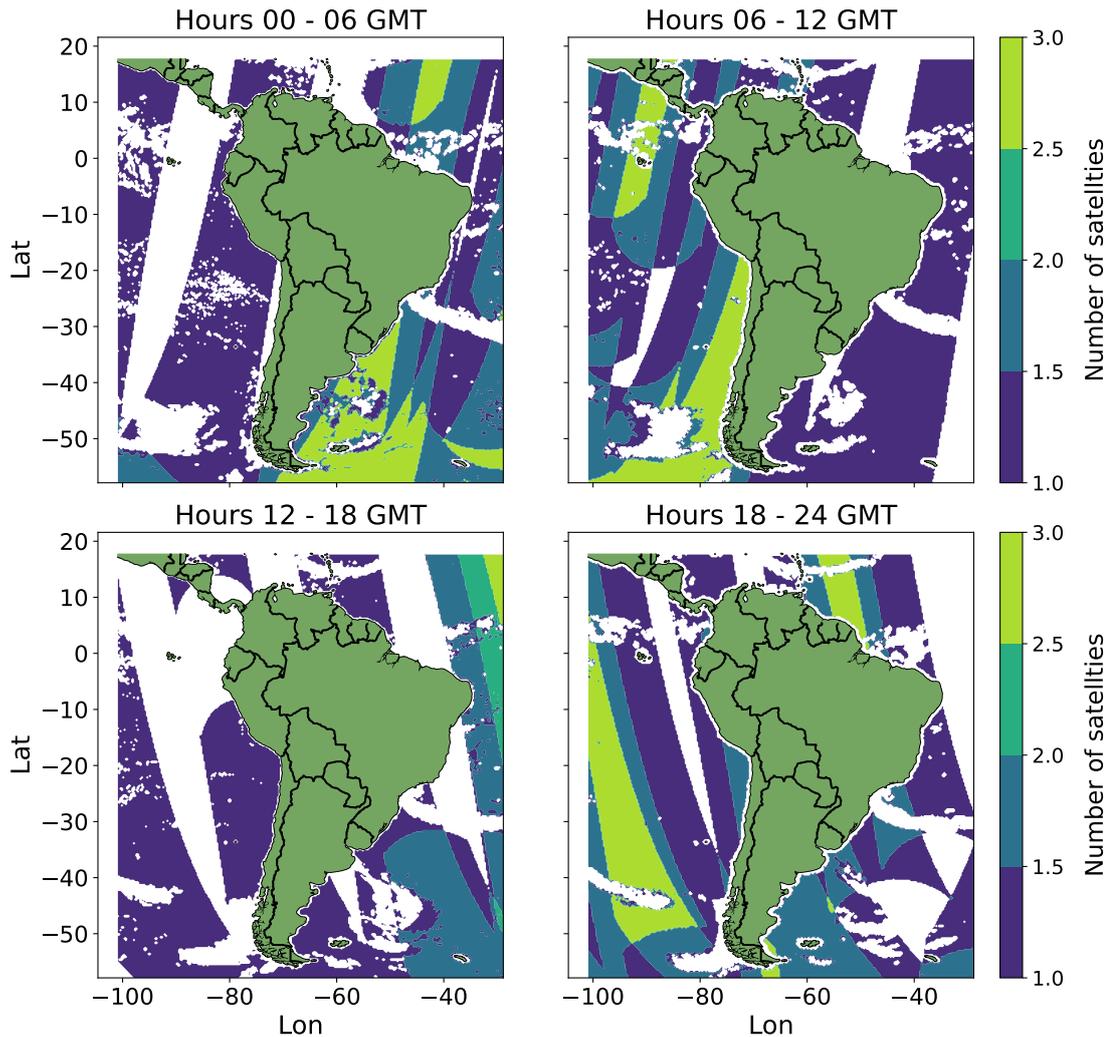


Figura 3.2: Descripción de la huella satelital para el 02/01/2010, empleando intervalos de 6 horas para cuatro satélites: AQUA, y DMSP f15, f16 y f17. La barra de colores describe la superposición de las respectivas huellas en la región considerada.

3.3. Satelites empleados en el analisis

En el presente trabajo, se analizaron 17 satélites, y los datos disponibles y los períodos considerados se presentan en la Tabla 3.2. Todos los satélites son LEO (Low Earth Orbit). Los datos utilizados son de nivel 3, procesados en una cuadrícula de 0.25 x 0.25 grados. Los canales de baja frecuencia (19, 22 y 37 GHz) se muestrean de forma que el espaciado entre píxeles sea de 25 km. Se considera que la selección de los 17 satélites con datos sobre la región en cuestión, son una fuente relevante de datos observacionales, además, los datos satelitales empleados en ERA5 corresponden a un subconjunto de las medidas satelitales seleccionadas utilizadas en este estudio (ECMWF, 2024).

Tabla 3.2: Satélites, sensores y periodos operacionales reportados considerados para este estudio, incluyendo referencias.

Satélite	Sensor	Periodo Operacional	Referencias
DMSP f15	SSM/I	01/01/2010 - 16/05/2013	Wentz et al. (2012)
DMSP f16	SSM/IS	01/01/2010 - 31/12/2022	Wentz et al. (2012)
DMSP f17	SSM/IS	01/01/2010 - 31/12/2022	Wentz et al. (2012)
TRMM	TMI	01/01/2010 - 31/12/2014	Wentz et al. (2015a)
AQUA	AMSR-E	01/01/2010 - 04/10/2011	Wentz et al. (2014a)
Coriolis	WINDSAT	01/01/2010 - 19/10/2020	Wentz et al. (2013)
DMSP f18	SSM/IS	08/03/2010 - 31/12/2022	Wentz et al. (2012)
GCOM-W1	AMSR-2	02/07/2012 - 31/12/2022	Wentz et al. (2014b)
GPM	GMI	04/03/2014 - 31/12/2022	Wentz et al. (2015b)
SMAP	SMAP	01/04/2015 - 31/12/2022	Meissner et al. (2018)
METOP-A	ASCAT	01/01/2016 - 15/11/2021	Copernicus (2011)
METOP-B	ASCAT	01/01/2016 - 31/12/2022	Copernicus (2011)
SCATSAT-1	OSCAT	21/10/2018 - 28/02/2021	Copernicus (2011)
METOP-C	ASCAT	28/10/2019 - 31/12/2022	Copernicus (2011)
HY-2B	HSCAT	11/11/2020 - 31/12/2022	Copernicus (2011)
HY-2C	HSCAT	08/11/2021 - 31/12/2022	Copernicus (2011)
HY-2D	HSCAT	15/10/2022 - 31/12/2022	Copernicus (2011)

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 4

Estaciones de medición

4.1. Boyas oceanográficas

Las boyas consideradas para este estudio, están distribuidas en distintas regiones offshore, algunas de ellas con interferencias significativas de la costa en el clima de vientos. Para garantizar un análisis exhaustivo de los datos de observación, se incluyen todas las boyas disponibles para determinar las mejores ubicaciones de boyas, en términos de las mejores representaciones de los vientos offshore. Para este estudio se tuvieron en cuenta cinco mediciones históricas del viento in situ procedentes de boyas: OB (Boya Oceanográfica), RECALADA, COLONIA, CONCHILLAS, y T-ESTE, situadas en la plataforma del Río de la Plata y del océano Atlántico, como se muestra en la Figura 4.1.

Los datos de viento de OB fueron obtenidos durante el Proyecto Internacional FREPLATA-IFREMER, Simionato et al. (2011), en una estación meteorológica desplegada a 30 km al Sur de Montevideo, cerca del límite entre las zonas intermedia y externa del estuario del Río de la Plata. Los datos de viento de RECALADA fueron proporcionados por los Servicios Meteorológicos Argentinos y se recogieron en un buque fondeado denominado “Pontón Recalada” situado en la zona exterior del Río de la Plata, en el inicio del canal de navegación de Punta Indio. COLONIA y CONCHILLAS fueron medidas por la Comisión Administradora del Río de la Plata (CARP) y representan los datos de viento interior y costero considerados en el análisis. Por último, T-ESTE son los datos de viento más oceánicos medidos por una boya oceanográfica situada en el océano Atlántico. La tabla 4.1 describe los periodos operativos y las coordenadas específicas de cada boya.

Capítulo 4. Estaciones de medición

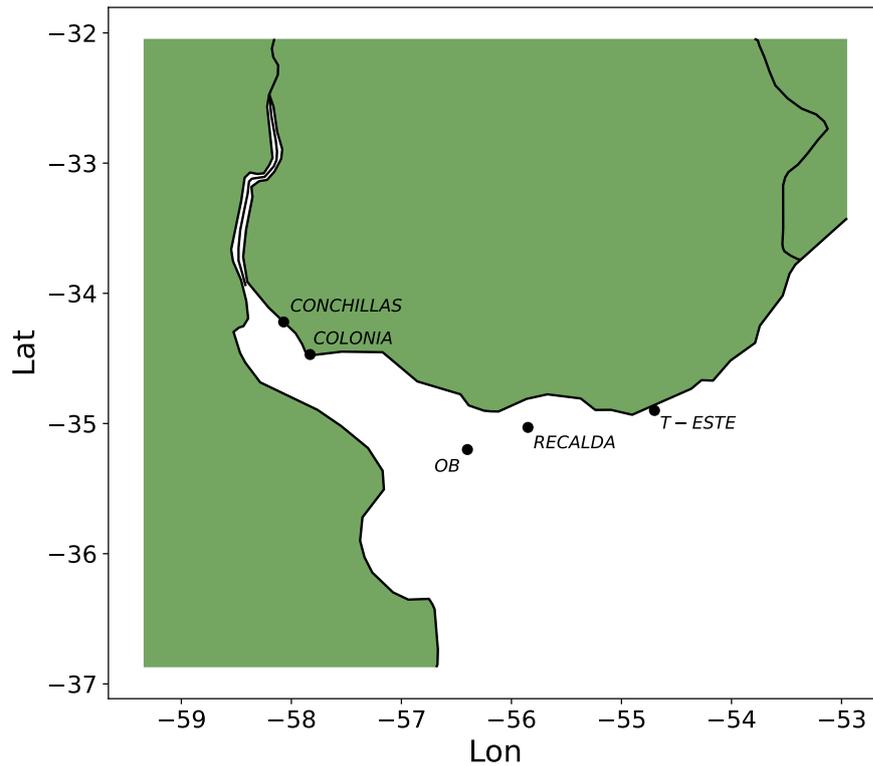


Figura 4.1: Puntos negros indican las localizaciones de cada una de las cinco boyas analizadas: CONCHILLAS, COLONIA, OB, RECALADA, y T-ESTE.

Tabla 4.1: Períodos de medición de cada boya y sus respectivas coordenadas.

Boya	Periodo Operacional	Coordenadas	Periodo
OB	01/01/2010 - 14/03/2011	35°12'S 56°24'W	15-minutal
RECALADA ¹	20/07/2011 - 12/06/2012	35°02'S 55°51'W	10-minutal
COLONIA ²	04/11/2015 - 03/11/2021	34°28'S 57°50'W	6-minutal
CONCHILLAS ³	21/01/2016 - 31/12/2022	34°13'S 58°04'W	6-minutal
T-ESTE	01/07/2018 - 31/08/2021	34°54'S 54°42'W	minutal

Cada boya representa una localización geográfica claramente distinta, con un patrón singular de forzantes geográficos, que representa diferentes regímenes de viento de meso-escala. Las boyas CONCHILLAS y COLONIA representan las zonas interior e intermedia

¹Las mediciones de RECALADAS presentan pequeños periodos faltantes entre las fechas 25/09/2011 y 31/12/2011.

²Las mediciones de COLONIA presentan un gran periodo faltante entre las fechas 25/11/2015 y 28/01/2019.

³Las mediciones de CONCHILLAS presentan a su vez un largo periodo faltante entre las fechas 05/09/2016 y 17/02/2020.

4.2. Torre costera en La Paloma

del Río de la Plata y están extremadamente cerca del continente ya que operan en los puertos de dichas localidades. T-ESTE está ubicada en la costa del océano Atlántico (más cerca del continente) donde la incidencia de la brisa marina en esta boya será más intensa durante el verano en enero (Manta et al., 2021). RECALADA se encuentra en la zona exterior del Río de la Plata, relativamente alejada de la costa (no tan cerca del continente), y OB se encuentra en una ubicación claramente offshore.

La frecuencia de medición en las boyas varía de 1 min a 15 min. Los datos se post-procesaron para obtener los valores medios horarios de la velocidad del viento.

4.2. Torre costera en La Paloma

Para el análisis de velocidades de viento en altura, fueron consideradas tres torres costeras donde se tienen disponibles datos de velocidad de viento; estas son McMeekan2, José Ignacio y La Paloma, representadas en la figura 4.2. Luego de analizar la topografía local de cada una de las torres, se decide continuar con el análisis únicamente con la estación de La Paloma, dada la gran distancia entre las torres y la línea costera, lo que hace que las medidas estén más afectadas por el cambio de rugosidad océano/continente. En consecuencia, se toman de referencia datos de viento en altura en una torre costera instalada por la Facultad de Ingeniería en el puerto de La Paloma (figura 4.3). Esta se encuentra en una posición estratégica a una distancia entre 100 y 200 m de la costa, y está equipada con anemómetros 3D ultrasónicos de 32 Hz *WindMaster Pro anemometers* (Gill Instruments Ltd., UK), montados haciendo uso de una torre de telefonía existente. Posee tres niveles de medición: 11 m, 40 m y 66 m sobre el nivel del suelo. Cada uno está instalado a una distancia de 3.5 m de la torre para reducir el efecto de su estela, y sigue la norma IEC 61400-12. La torre se encuentra sobre una pequeña elevación de aproximadamente 5.4 m sobre el nivel del mar, por lo que los valores de altura de cada anemómetro se llevan a: 16.4 m, 45.4 m y 71.4 m sobre el nivel del mar.



Figura 4.2: Localización de la torre



Figura 4.3: Descripción de la torre

Capítulo 4. Estaciones de medición

Se cuenta con un estudio previo de Franco et al. (2019), donde se analizan los efectos de la topología local y la estabilidad atmosférica en la capa límite observada por los tres niveles. Se encuentra que se forma una subcapa rugosa debido al cambio de terreno mar - rural, que se desarrolla hasta cubrir el anemómetro inferior, como indicado en la figura 4.4. Por lo que se descartará el anemómetro inferior para el análisis que sigue.

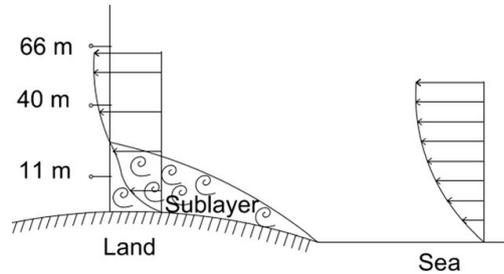


Figura 4.4: Esquema de subcapa generada para las zonas A y B indicadas en la figura 4.5. Figura extraída de Franco et al. (2019)

En el mismo estudio se calcula el coeficiente de arrastre (4.1) en función de la dirección del viento, cuyos valores se indican en la figura 4.5. Dicho coeficiente es un indicador de la producción de turbulencia aguas arriba de la estación. Basándose en este aporte, se extraen el rango de direcciones donde el viento proviene desde el mar, donde el coeficiente de arrastre es mínimo: entre las direcciones 55° y 235° .

$$C_d = \left(\frac{u^*}{U} \right)^2 \quad (4.1)$$

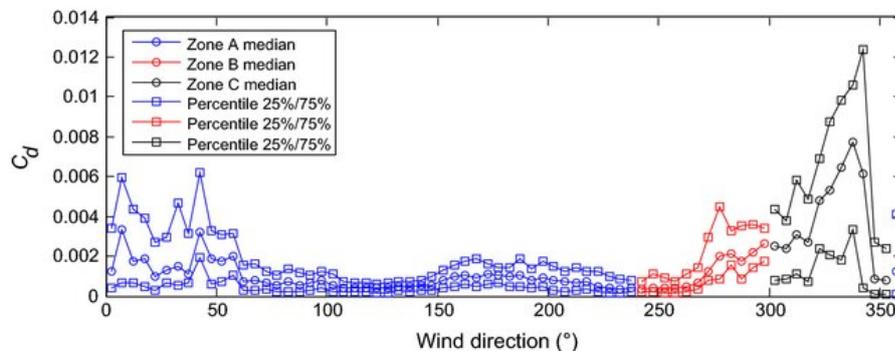


Figura 4.5: Coeficiente de arrastre en función de la dirección del viento. Figura extraída de Franco et al. (2019)

Capítulo 5

Simulación numérica mesoescala

5.1. Global Forecast System

El GFS (*Global Forecast System*) es un modelo de circulación atmosférica de grilla global desarrollado por la NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*) del *National Weather Service* (NWS). Este modelo es de acceso libre y código abierto. Se ejecuta sistemáticamente cuatro veces al día: a las 00, 06, 12 y 18 UTC, (National Centers for Environmental Prediction (NCEP), 2025)

Los productos disponibles presentan resoluciones espaciales de 0.25, 0.5 y 1 grado. Condiciones iniciales son obtenidas a partir del GDAS (*Global Data Assimilation System*). El pronóstico GFS es empleado como condiciones iniciales y de contorno para otros pronósticos regionales de la NCEP (*National Centers for Environmental Prediction*). (Environmental Modeling Center (EMC), 2025a)

En marzo de 2021, NCEP implementó la versión 16 del GFS. Donde, además de implementar numerosos cambios en el modelo numérico y de asimilación de datos, incorporó el modelo determinístico global WAVEWATCH III, acoplado en una dirección (one way coupling). Este tipo de acoplamiento le provee al modelo de oleaje forzantes atmosféricos empleando NEMS (*NOAA Environmental Modeling System*). (Environmental Modeling Center (EMC), 2025b).

5.2. ERA5

ERA5 (Hersbach et al., 2020) es la quinta generación del reanálisis atmosférico global del *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF), que abarca el periodo comprendido entre enero de 1940 y la actualidad. Está elaborado por el Servicio de Cambio Climático Copernicus (C3S) del ECMWF y proporciona estimaciones horarias de un gran número de variables climáticas, atmosféricas, terrestres y oceánicas.

Los datos de ERA5 son obtenidos para una grilla de 31 km de resolución horizontal y niveles verticales definidos de forma híbrida, con 137 niveles desde la superficie hasta los 80 km, y con niveles de presión que van desde los 1000 hPa hasta 1 hPa.

Capítulo 5. Simulación numérica mesoescala

Estos productos son ampliamente utilizados por investigadores y profesionales de diversos campos, como la climatología, la predicción meteorológica, la producción de energía y el aprendizaje automático, entre otros, para comprender y analizar las condiciones meteorológicas y climáticas pasadas y actuales. (Copernicus Climate Change Service (C3S), 2017)

5.3. Weather Research and Forecasting

Weather Research and Forecasting (WRF) es un modelo de predicción numérica de mesoescala en estado del arte diseñado tanto para investigación atmosférica como para pronósticos operacionales. Fue desarrollado por *National Center for atmospheric Research* (NCAR), *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA), y otras instituciones estadounidenses como la fuerza aérea, *Naval Research Laboratory*, *Federal Aviation Administration* (FAA), y la Universidad de Oklahoma. Para este trabajo se emplea la versión 4.3 de WRF (Skamarock et al., 2019).

El modelo puede trabajar en un amplio rango de escalas, ofreciendo una plataforma flexible y eficiente computacionalmente para el desarrollo de pronósticos operativos. (Mesoscale and Microscale Meteorology Laboratory, 2025)

El modelo permite ser ejecutado por el usuario, quien puede definir condiciones iniciales y de borde, resolución espacial y temporal, y parametrizaciones.

5.3.1. Parametrizaciones

Los modelos numéricos de simulación atmosférica tratan los procesos físicos que se desarrollan en la atmósfera con diferentes resoluciones de grilla, a medida que se tiene mayor resolución es posible resolver algunos procesos de forma explícita. Cuando los procesos no se pueden resolver de forma explícita, se tienen esquemas numéricos (parametrizaciones) de modo de generar información asociada a escalas menores que la resolución espacial de la grilla numérica.

Las parametrizaciones más importantes se detallan a continuación:

- Microfísica
- Parametrización de cúmulos
- Física de la capa límite planetaria
- Física de radiación atmosférica

5.3.2. Condiciones iniciales y de borde

Para la simulación empleando datos reales, las condiciones iniciales se preparan usando un paquete llamado *WRF Preprocessing System* (WPS). Este sistema toma datos

5.3. Weather Research and Forecasting

meteorológicos (generalmente en formato GRIB) y datos terrestres estáticos, y los transforma para que puedan ser utilizados por el preprocesador del modelo ARW (llamado real), el cual genera las condiciones iniciales y de frontera lateral.

En el WPS se realizan operaciones de preprocesamiento tales como:

- Definir la grilla del modelo (proyección, ubicación, resolución, etc.).
- Interpolar los datos estáticos al dominio del modelo.
- Interpolar horizontalmente los datos meteorológicos al dominio del modelo.

Los datos reales empleados para condiciones iniciales y de contorno pueden provenir de diversas fuentes. En aplicaciones como las de *Global Wind Atlas* (Davis et al., 2023), emplean datos de reanálisis ERA5 como condiciones iniciales y de contorno, donde se ejecuta WRF para aumentar la resolución espacial. En otras aplicaciones, como la de algunos pronósticos operativos del NCEP, se emplean datos reales provenientes del GFS.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 6

Análisis del mapa eólico en superficie

El análisis presentado en este capítulo es una transcripción del artículo Silveira et al. (2025), publicado en el *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. Como comentario adicional, cuando se refiere a dato de superficie, se hace referencia a datos de velocidades de viento a 10 metros sobre el nivel del mar.

6.1. Descripción de datos observados

Esta sección presenta los datos de observación considerados en el presente trabajo, incluidos los datos de medición de boyas y satélites, centrándose en la calidad y disponibilidad de los datos. La disponibilidad de los datos depende de la continuidad de las mediciones, que puede verse interrumpida por una amplia gama de eventos. Además, la calidad de las mediciones debe validarse para garantizar su fiabilidad.

6.1.1. Boyas oceanográficas

Las boyas empleadas para el presente análisis fueron presentadas en la sección 4.1.

El ciclo diurno medido de la velocidad media se presenta en la Figura 6.1 para cada estación y para todas las boyas. Cabe destacar que los datos de cada boya corresponden a periodos de tiempo diferentes, lo que significa que no es posible realizar una comparación clara entre boyas y ubicaciones. El ciclo diurno se presentó para comprender mejor la calidad de los datos, y para cada boya se obtuvo un ciclo diurno similar cuando se compara las estaciones para cada boya. Estos ciclos están relacionados con el régimen de vientos de mesoescala en cada localización, donde la distancia del continente y su posición relativa con respecto a la línea de costa determinan el régimen de vientos.

Para comprender los valores que faltaban en cada serie temporal, se realizó un análisis de disponibilidad de datos estacionales para todas las boyas. La boya RECALADA no tenía datos representativos durante la estación primaveral y, en general, tenía menos puntos de datos en comparación con otras boyas (aproximadamente un año). Por lo

Capítulo 6. Análisis del mapa eólico en superficie

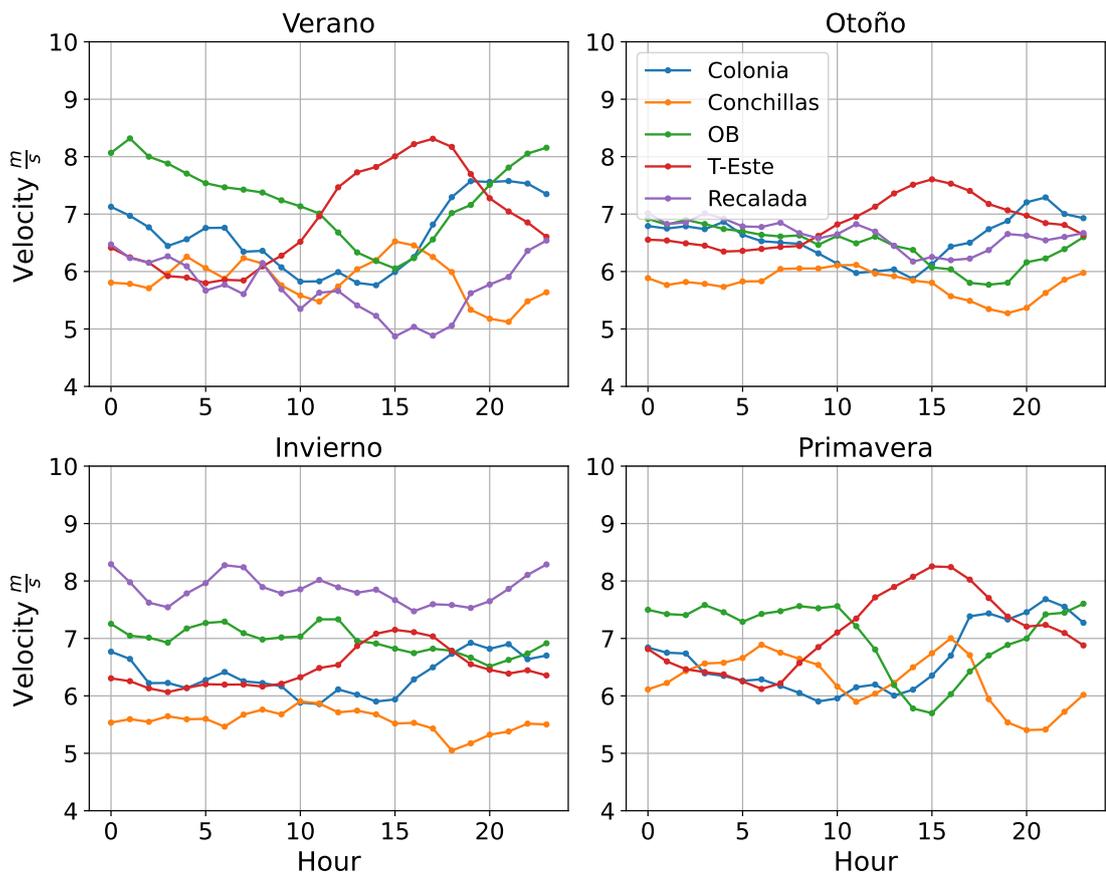


Figura 6.1: Ciclo diario estacional (Verano, Otoño, Invierno, Primavera) de las mediciones de la velocidad media; En azul COLONIA, en naranjado CONCHILLAS, en rojo T-ESTE, en violeta RECALADA, y OB en verde.

tanto, la boya RECALADA no debería considerarse durante la primavera en futuros análisis estacionales. Aunque la boya CONCHILLAS tiene un largo periodo operativo, tiene menos puntos de datos durante el verano que durante otras estaciones.

6.1.2. Satélites

Durante el primer paso del análisis, se considera una región representativa de las cinco ubicaciones de boyas y se calcula la velocidad del viento por satélite a intervalos horarios, que es la resolución temporal que se empleará en todos los análisis posteriores. La figura 6.2 presenta un gráfico de superficie con el número de datos de velocidad media horaria disponibles para el punto de la cuadrícula para cada satélite, así como un dataset con la conjunción de todos los datos satelitales en la región considerada. La figura superior izquierda corresponde a la conjunción de datos de viento de superficie que incluye todos los satélites. Todos los demás gráficos comparten la misma escala de

6.1. Descripción de datos observados

barras de color. Puede observarse que hay menor cantidad de datos en la región cercana a CONCHILLAS y COLONIA.

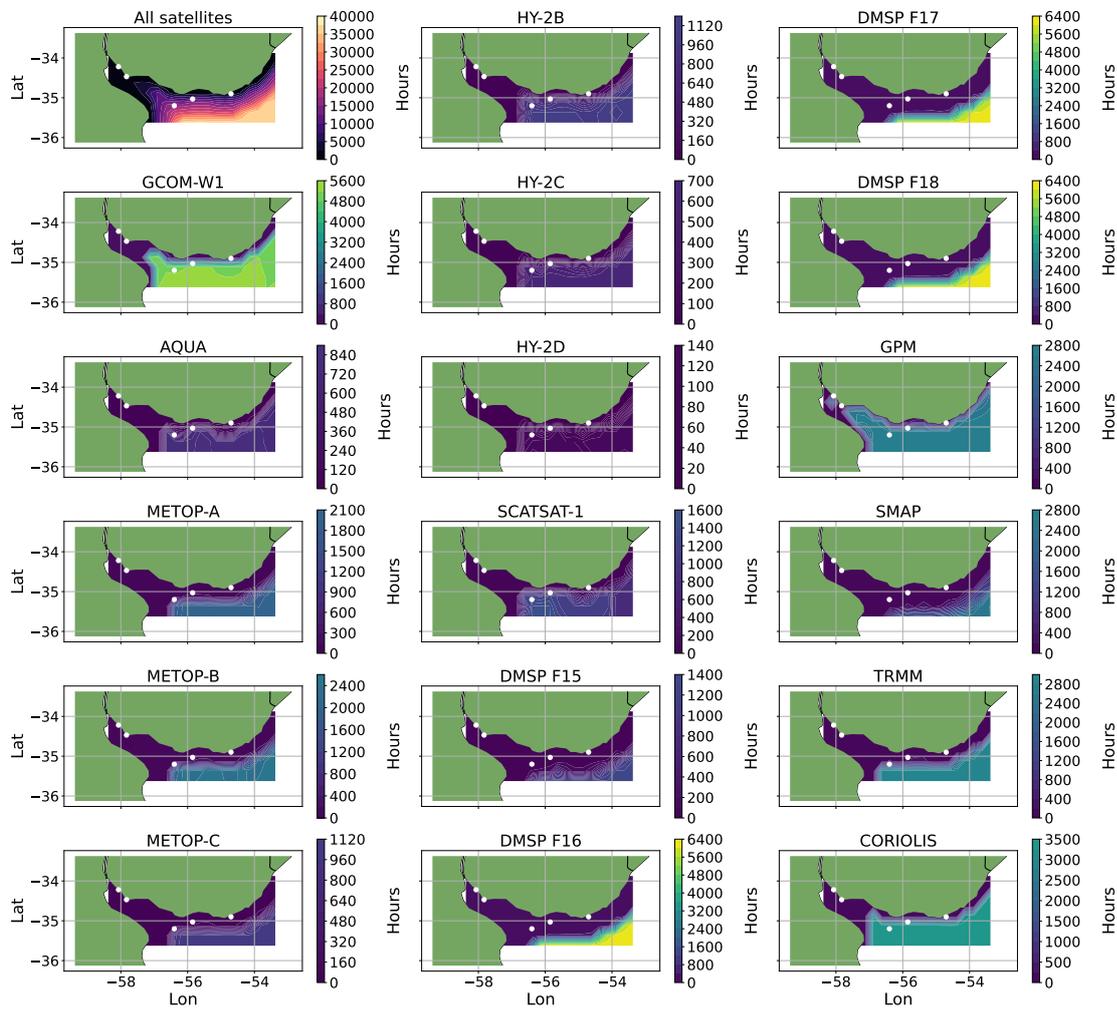


Figura 6.2: Disponibilidad de datos para todos los satélites, incluyendo la conjunción de los datos de todos los datasets.

Capítulo 6. Análisis del mapa eólico en superficie

Para suavizar y maximizar la cantidad de datos satelitales de la región próxima de cada boya, se calcula la media espacial de los datos satelitales horarios de las tres regiones definidas, Figura 6.3, Estuario Interior-Intermedio (líneas azules), Estuario Exterior (líneas verdes) y Costa Oceánica (líneas rojas). Utilizando esta clasificación, se compararon los datos de las boyas COLONIA y CONCHILLAS con los datos medios de satélite de la región Interior-Intermedia, los datos de las boyas RECALADA y OB con los datos de satélite de la región Exterior, y los datos de T-ESTE con los datos de satélite de la región Oceánica.

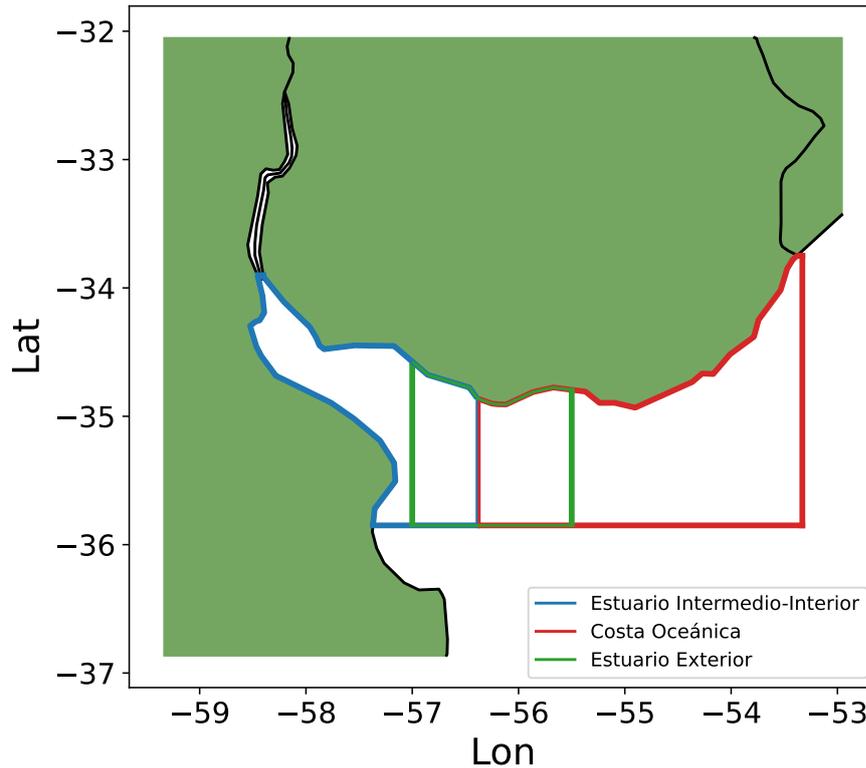


Figura 6.3: Regiones definidas para la división de los datos por satélite para comparación con boyas, para la aplicación de la media espacial: Estuario interior-intermedio (líneas azules), Estuario exterior (líneas verdes) y Costa oceánica (líneas rojas).

6.2. Datos de simulación numérica

Las simulaciones WRF emplearon la versión 4.3. El dominio de simulación, presentado en la Figura 6.4, consiste en un dominio de resolución 12 km. Se define el dominio principal como una proyección Lambert centrado en las coordenadas $34,305^{\circ}S$ y $56,146^{\circ}W$, con una malla de 74×98 nodos. Dicho dominio es el utilizado en las si-

6.2. Datos de simulación numérica

mulaciones operativas de pronósticos operativos de potencia eólica para la totalidad de parques eólicos instalados en Uruguay.

Se emplearon datos geográficos estáticos con la máxima resolución disponible en (WPS-V4, 2023), con un valor cada 30". El objetivo de estas simulaciones es obtener información horaria del viento en superficie (10 m sobre el nivel del mar; ASL) que pudiera compararse directamente con los datos de satélites y boyas.

La sensibilidad a la capa límite planetaria y a otros tratamientos de esquemas de parametrización se evaluó mediante un conjunto de esquemas que comprenden tres combinaciones utilizadas en estudios anteriores con foco en vientos offshore.

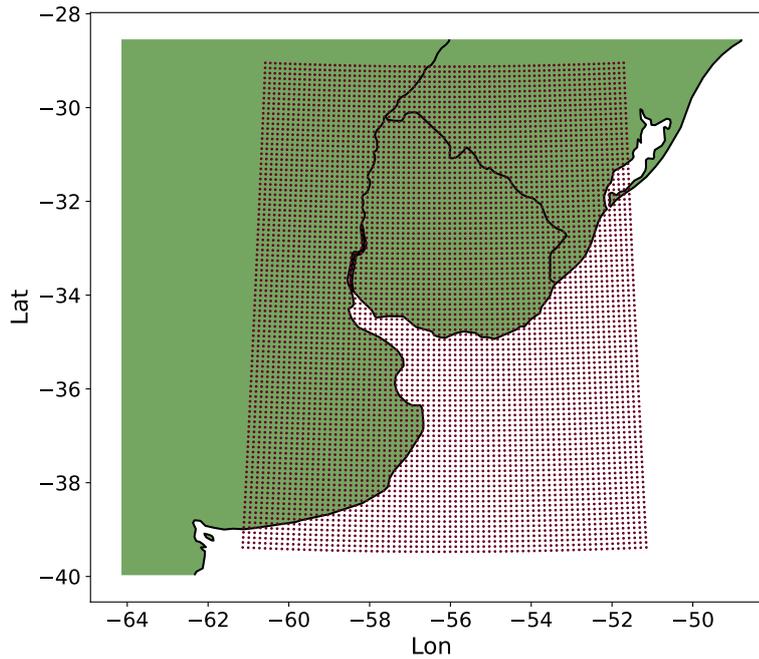


Figura 6.4: Dominio anidado WRF

Se realizaron simulaciones WRF para el periodo histórico de estudio (01/01/2010-12/31/2022) con condiciones iniciales y de contorno del GFS 00-UTC de 0.5° de resolución. Para generar el histórico, se toman las primeras 24 horas útiles de pronóstico (se eliminan las primeras 3 horas por *spin up*), realizando una corrida por día. Se evaluaron tres parametrizaciones diferentes, que se enumeran en la tabla 6.1, y las parametrizaciones seleccionadas se informaron en estudios anteriores: Silveira and Gutiérrez (2023), Li et al. (2021), y Porchetta et al. (2021). Todas las simulaciones emplearon 51 capas verticales, en las que la resolución vertical disminuye gradualmente con la altura. Las primeras 3 h de cada ejecución se descartaron como *spin up*. En este estudio se utilizó la infraestructura de computación de alto rendimiento «Cluster.uy» (Nesmachnow and Iturriaga, 2019).

Capítulo 6. Análisis del mapa eólico en superficie

Tabla 6.1: Conjunto de parametrizaciones empleados

Physics schemes	Silveira and Gutiérrez (2023)
Micro Physics	Chen and Sun (2002)
Long wave radiation	Mlawer et al. (1997)
Short wave radiation	Dudhia (1989)
Planetary Boundary Layer	Janjić (1994)
Cumulus physics	Kain (2004)
Physics schemes	Li et al. (2021)
Micro Physics	Hong et al. (2010)
Long wave radiation	Iacono et al. (2008)
Short wave radiation	Iacono et al. (2008)
Planetary Boundary Layer	Nakanishi and Niino (2006)
Cumulus physics	Kain (2004)
Physics schemes	Porchetta et al. (2021)
Micro Physics	Thompson et al. (2008)
Long wave radiation	Mlawer et al. (1997)
Short wave radiation	Dudhia (1989)
Planetary Boundary Layer	Nakanishi and Niino (2006)
Cumulus physics	Grell (1993); Grell and Dévényi (2002)

6.3. Validación de datos satelitales mediante boyas oceanográficas

En el análisis preliminar se analizaron los datos disponibles y su calidad. Existen diversos periodos de datos tanto para boyas como para satélites. Las tablas 6.2, 6.3 y 6.4 resumen la comparación realizada para los datos de medición de la boya y los datos satelitales promediados en las regiones del estuario exterior, el estuario interior-intermedio y la costa oceánica, respectivamente, donde se presenta el número de puntos de datos horarios y la correlación para cada combinación de satélite y boya. Las filas rojas indican que los periodos de los conjuntos de datos no son coincidentes.

6.3. Validación de datos satelitales mediante boyas oceanográficas

Tabla 6.2: Comparación cruzada entre datos de boyas y satélites para la región de Estuario Exterior

Satélites	OB		RECALADA	
	Horas totales	Correlación	Horas totales	Correlación
DMSP f15	483	80,9	256	55,9
DMSP f16	579	82,1	314	58,5
DMSP f17	579	83,3	311	54,6
TRMM	874	84,7	450	57,8
AQUA	605	84,5	103	89,3
Coriolis	454	89,8	241	60,2
DMSP f18	464	80,2	261	57,8
GCOM-W1				
GPM				
SMAP				
METOP-A				
METOP-B				
SCATSAT-1				
METOP-C				
HY-2B				
HY-2C				
HY-2D				

Capítulo 6. Análisis del mapa eólico en superficie

Tabla 6.3: Comparación cruzada entre datos de boyas y satélites para la región de Estuario Interior-Intermedio. Con intervalo de confianza del 95% calculado con la transformación de Fisher (Cohen et al., 2003).

Satélites	CONCHILLAS		COLONIA	
	Horas totales	Correlación	Horas totales	Correlación
DMSP f15				
DMSP f16	12	57,3 86,3 96,1	7	-14,6 68,2 94,8
DMSP f17	17	57,5 82,7 93,6	14	8,8 59,1 85,4
TRMM				
AQUA				
Coriolis	161	59,0 68,2 75,7	222	37,0 47,8 57,4
DMSP f18	20	15,5 55,9 80,3	12	-55,2 3,2 85,4
GCOM-W1	1047	50,5 54,6 58,7	843	40,2 45,7 50,9
GPM	733	43,1 48,8 54,1	590	43,4 49,7 55,5
SMAP	107	-2,2 16,6 34,5	113	11,1 29 57,4
METOP-A	57	31,8 53,4 69,8	58	39,9 59,6 74,0
METOP-B	80	24,5 44,1 60,2	79	8,7 30,2 49,0
SCATSAT-1	458	28,3 36,5 44,2	821	35,9 41,7 47,2
METOP-C	57	9,7 34,9 55,9	46	28,6 53,2 71,2
HY-2B	568	38,7 45,5 51,8	284	32,6 42,6 51,7
HY-2C	297	40,6 49,7 57,8		
HY-2D	62	26,3 48,1 65,2		

6.3. Validación de datos satelitales mediante boyas oceanográficas

Tabla 6.4: Comparación cruzada entre datos de boyas y satélites para la región de la Costa Atlántica

Satélites	TERMINAL ESTE	
	Horas totales	Correlación
DMSF f15		
DMSF f16		
DMSF f17		
TRMM		
AQUA		
Coriolis	631	67
DMSF f18	1807	67,3
GCOM-W1	1999	62,5
GPM	1317	65,9
SMAP	1268	48,5
METOP-A	1543	69,1
METOP-B	1576	64,1
SCATSAT-1	1447	65,2
METOP-C	882	65,6
HY-2B	451	74,7
HY-2C		
HY-2D		

El siguiente análisis proporciona información relevante para comprender los datos de trabajo.

6.3.0.1. Estuario Exterior

En primer lugar, las boyas situadas en la región del estuario exterior presentaron valores de correlación diferentes. La boya OB presentó valores de correlación superiores a 80 %, lo que indica una buena concordancia para todas las fuentes de datos. Por el contrario, la RECALADA presentó valores de correlación inferiores a 60,2 % para todos los satélites, excepto para AQUA, que presentó una correlación de 89,3 %. Este elevado contraste en los valores de correlación tiene su origen en la calidad estacional de los datos, ya que los datos AQUA-AMSRE se comparan principalmente durante el invierno (entre el 20/07/2011 y el 01/10/2011). Teniendo en cuenta que todos los demás satélites se comportaron aproximadamente igual de bien con los datos de OB, la conclusión es que la mayoría de los datos de RECALADA eran de mala calidad. Por lo tanto, estos datos se excluyen de los análisis posteriores.

6.3.0.2. Estuario Intermedio-Interior

En segundo lugar, las boyas situadas sobre la región del estuario interior-intermedio presentaron menos datos satelitales debido a su proximidad a la costa. Se presenta un

Capítulo 6. Análisis del mapa eólico en superficie

intervalo de confianza del 95 % (en rojo) para evaluar la importancia de los valores calculados de correlación. La primera observación es que algunos satélites deberían excluirse del presente análisis, como f16, f17, f18, HY-2D, y METOP A, B y C, debido a la gran dispersión en valores de correlación para esta región del estuario. Una segunda observación es que todas las demás comparaciones presentan un límite superior inferior a 60 %, lo que podría atribuirse a la calidad de los datos satelitales en esta región específica o al gran tamaño del dominio, ya que la mayoría de los datos medidos por satélite proceden de la región más oriental de este dominio y los datos de boyas proceden de la región más occidental. Independientemente de cualquiera de estas razones, la conclusión es que las mediciones no mostraron una buena concordancia en esta región. Sin embargo, se necesitan más datos de satélite para concluir la razón de la discrepancia.

6.3.0.3. Costa Oceánica

Por último, la región de la Costa Oceánica presentó la mayoría de los puntos de datos con valores de correlación superiores al 60 % para todos los satélites, excepto en el SMAP que tuvo los valores de correlación más bajos (también en el dominio del Estuario Interior-Intermedio). Cabe señalar que el único satélite compartido con la boya OB fue Coriolis, que obtuvo una correlación de 89,9 %. Esta diferencia en los valores de correlación puede atribuirse a la proximidad de la boya T-ESTE a la costa.

El satélite *SMAP* fue eliminado en la comparación, debido a las pobres correlaciones con la boya. Los satélites *HY-2C* y *HY-2D* también se eliminaron debido a la falta de datos de medición de boyas para su período de funcionamiento disponible. En general, el rendimiento de todos los demás satélites fue aproximadamente igual, considerando cada boya por separado.

6.3.1. Definición JSsD

Como se ha descrito en la introducción, en la región offshore analizada, los únicos datos históricos de observación disponibles proceden de boyas y satélites, se propone emplear la técnica de datos satelitales conjuntos (del inglés *Joined Satellite Data - JSsD*). El JSsD representa una mejora significativa en la comprensión del recurso eólico en la región, sin considerar ningún esquema PBL de parametrización particular.

Esta técnica consiste en la obtención de un mapa de mediciones único empleando los mapas de cada una de las mediciones satelitales. Se realiza un promedio por coordenadas entre cada mapa horario de cada satélite. Mediante este procedimiento, se obtiene para cada coordenada el valor correspondiente para cada satélite individual en las horas que hay una sola medición satelital disponible, en cambio, si para esa hora y coordenada existe más de una medición satelital disponible (ver figura 6.5), se realiza un promedio entre los satélites involucrados.

Los valores medios se calcularon para los satélites DMSP f15, f16, f17 y f18, TRMM, AQUA, Coriolis, GCOM-W1, GPM y Copernicus METOP-A, METOP-B, METOP-C, SCATSAT-1 e HY-2B. Se recogió información de 14 satélites situados en toda la región. Como se informó anteriormente, SMAP, HY-2C e HY2D fueron excluidos del análisis. En

6.3. Validación de datos satelitales mediante boyas oceanográficas

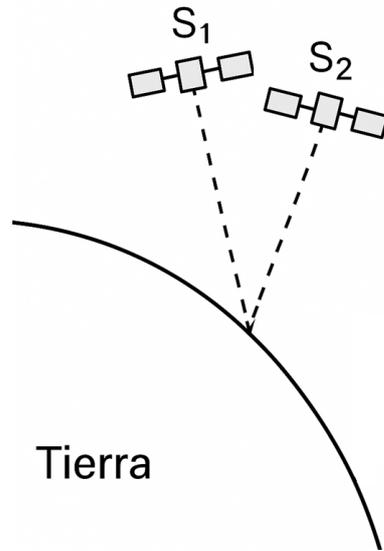


Figura 6.5: Ilustración JSsD

la siguiente sección, se analiza la precisión del JSsD con respecto a las boyas validadas OB y T-ESTE.

6.3.2. Ciclos estacionales MBE y MAE para JSsD

Se comparan los datos de JSsD con las boyas OB y T-ESTE, ya que ambas habían superado la evaluación de calidad. Siguiendo el mismo procedimiento descrito en la Subsección 6.1.2, se obtuvo una serie temporal para las regiones del Estuario Exterior y la Costa Oceánica para compararlas con los datos de OB y T-ESTE, respectivamente.

Ambas boyas presentan anemómetros situados a diferentes alturas (4 m y 4.5 m para OB y T-ESTE, respectivamente), y las mediciones tuvieron que corregirse a una velocidad del viento estándar de 10 m utilizando el método propuesto por Hsu et al. (1994). Este estudio sugiere que, en ubicaciones marítimas, la siguiente ecuación proporciona una buena aproximación para el perfil vertical de velocidades, empleando $p = 0,11$:

$$u_2 = u_1(z_2/z_1)^p \quad (6.1)$$

El análisis de errores se realizó calculando el error entre JSsD menos la medición de la boya; luego, para cada hora y estación, se calcularon MBE y MAE que se presentan en las figuras 6.6 y 6.7 para las boyas OB y T-ESTE, respectivamente. MBE y MAE se calculan de la siguiente manera:

Capítulo 6. Análisis del mapa eólico en superficie

$$MBE = \frac{1}{N} \sum (v_{JSsD} - v_{boya}) \quad (6.2)$$

$$MAE = \frac{1}{N} \sum |v_{JSsD} - v_{boya}| \quad (6.3)$$

Teniendo en cuenta la menor cantidad de datos durante ciertas horas, se presentó un intervalo de confianza del 95%, calculado con los percentiles 25 y 75 de un conjunto de datos remuestreando con repetición en 500 iteraciones, para ambos estimadores de error con el fin de evaluar la precisión de los resultados.

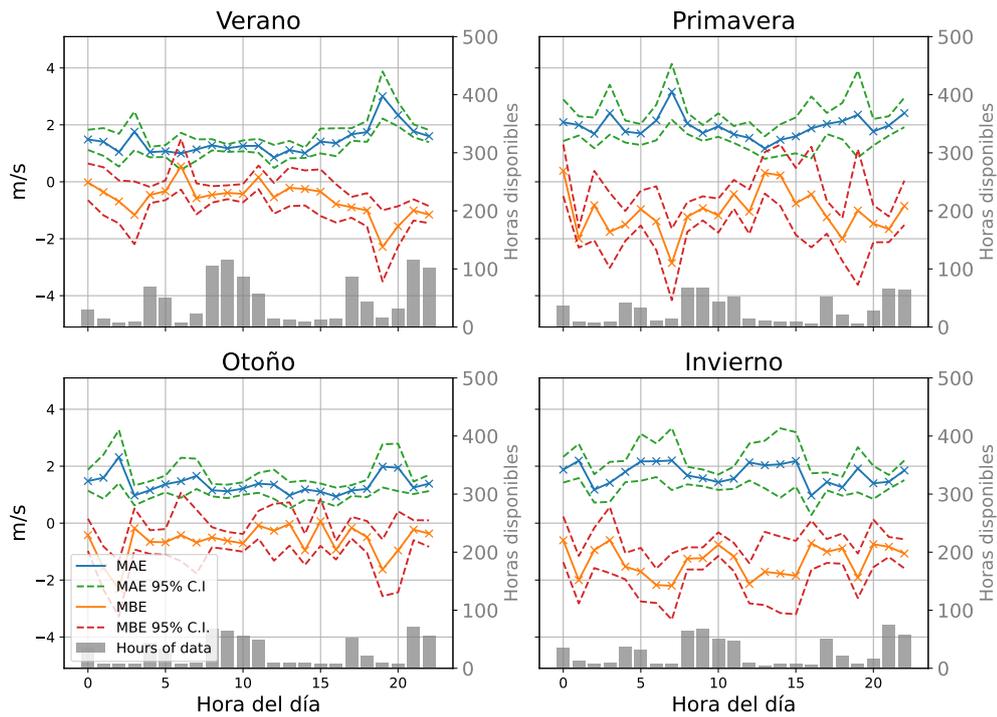


Figura 6.6: Ciclos estacionales de los estimadores de error MAE y MBE para OB. Se presenta en líneas discontinuas el intervalo de confianza (CI) del 95%. La disponibilidad de datos se presenta con barras grises. Velocidades de viento de OB escaladas a 10 m.

6.3.2.1. Boya OB

Los valores de MAE obtenidos para OB fueron casi constantes, aproximadamente 2 m/s durante la Primavera y el Invierno y aproximadamente 1 m/s durante el Verano y el Otoño, mientras que para MBE, los valores absolutos más bajos se encontraron mayoritariamente durante todo el día en Verano y Otoño, aproximadamente -1 m/s, y para el resto de estaciones, por debajo de -1 m/s. Los valores negativos del MBE implican que se observaron mayores vientos en las boyas que en los satélites.

6.3. Validación de datos satelitales mediante boyas oceanográficas

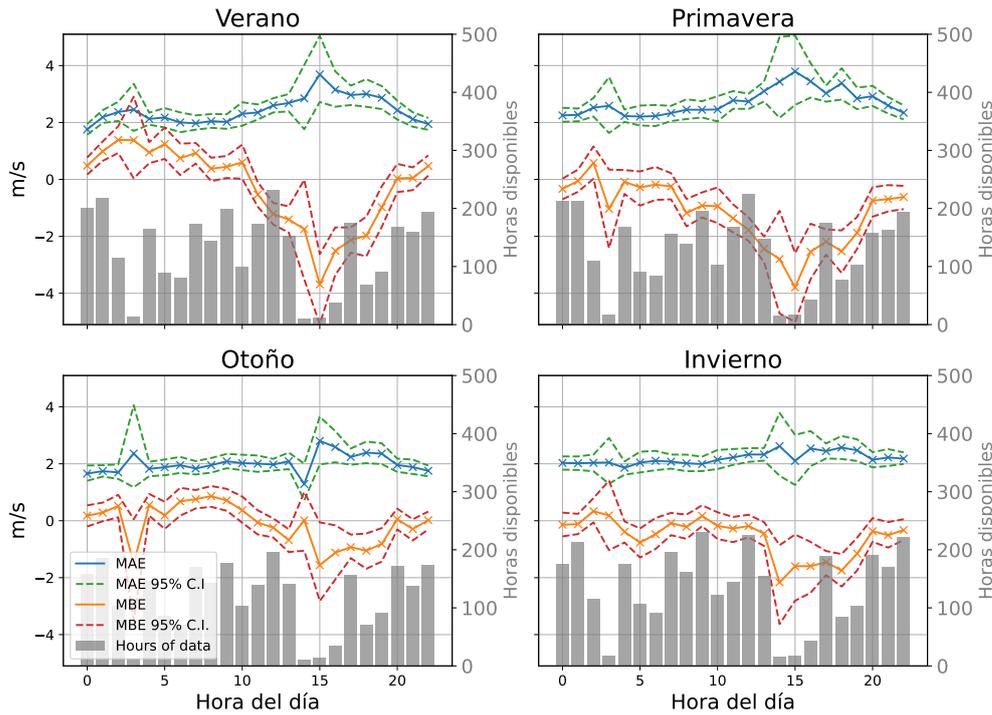


Figura 6.7: Ciclos estacionales de los estimadores de error MAE y MBE para T-ESTE. Se presenta en líneas discontinuas el intervalo de confianza (CI) del 95%. La disponibilidad de datos se presenta con barras grises. Velocidades de viento de T-ESTE escaladas a 10 m.

6.3.2.2. Boya T-ESTE

Realizando el mismo análisis para T-ESTE, se obtuvieron valores de MAE de aproximadamente $2m/s$ durante el otoño y el invierno, y valores más altos para ciertas horas durante las demás estaciones. La MBE, por su parte, tendió a ser de aproximadamente $0m/s$ de 20 a 10 hs y disminuye hasta un mínimo aproximadamente a las 15 hs. Este valor mínimo varía estacionalmente y es significativo durante el Verano y la Primavera a $-4m/s$. Esto podría atribuirse a los regímenes de brisa marina, que son más fuertes durante estas estaciones (Manta et al., 2021) y más cercanos a la masa continental. Por otro lado, los satélites miden los vientos lejos de la costa, donde este efecto se reduce.

Al realizar este análisis con JSsD, se obtuvieron más datos de satélite para calcular los estimadores, lo que permitió calcular un ciclo diurno estacional. Sin embargo, al tener pocos datos a determinadas horas del día, aumentaron la amplitud del intervalo de confianza, como puede observarse para ambas boyas.

En aquellos casos con un número significativo de datos (barras grises en las figuras 6.6 y 6.7), el MBE en OB y T-ESTE comparado con los datos de observación por satélite muestra valores por debajo de $1 m/s$, y el MAE por debajo de $2 m/s$, valores comparables con la incertidumbre reportada en los algoritmos de datos de satélites de $1 m/s$ (Wentz and Meissner, 2000).

Capítulo 6. Análisis del mapa eólico en superficie

En aquellos casos con un número significativo de datos, el MBE en OB y T-ESTE comparado con los datos de observación por satélite muestra valores por debajo de 1 m/s, y el MAE por debajo de 2 m/s, valores comparables con la incertidumbre reportada en los algoritmos de datos de satélites de 1 m/s (Wentz and Meissner, 2000). Los picos encontrados en el ciclo diario de MBE podrían atribuirse a la falta de datos en ciertas horas, el MBE podría reducirse si se lograra aumentar la cantidad de datos en estas horas, fondeando boyas en ubicaciones más alejadas de la línea de costa. Con el análisis precedente, puede afirmarse que JSsD, puede considerarse un dato observacional fiable.

6.4. Comparación triangular: Satelites - boyas - WRF

6.4.1. Análisis estacional boyas y WRF

Las salidas del WRF se interpolaron sobre cuatro ubicaciones de boyas (COLONIA, CONCHILLAS, OB y T-ESTE). Así como se ha descrito anteriormente, RECALADA no puede considerarse en un análisis estacional debido a la no disponibilidad de datos durante todas las estaciones y a la mala calidad de los mismos. La figura 6.8, presenta el ciclo diario estacional para COLONIA, CONCHILLAS, OB, y T-ESTE para los tres esquemas de parametrización considerados: Silveira and Gutiérrez (2023), Li et al. (2021), y Porchetta et al. (2021), respectivamente. Todas las simulaciones realizadas con diferentes esquemas de parametrización demostraron una mejor correlación para OB en primer lugar y T-ESTE en segundo lugar, con valores más altos durante el invierno y el otoño para todas las horas del día y de la noche. COLONIA y CONCHILLAS exhibieron valores de correlación más bajos con un claro patrón de ciclo diurno, lo que podría estar relacionado con la ubicación extremadamente cercana de la costa en el estuario del Río de la Plata. OB y T-ESTE mostraron una mejor correlación con los datos de WRF y del satélite.

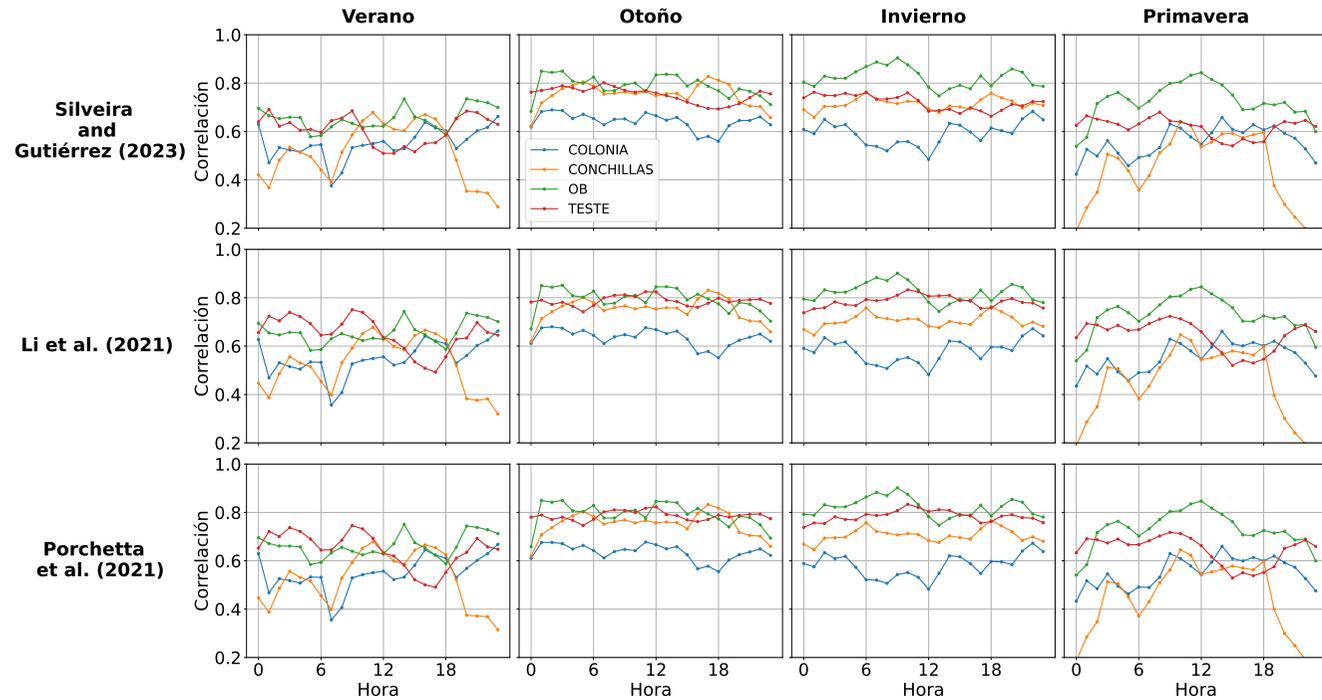


Figura 6.8: Ciclo diario estacional del coeficiente de correlación entre velocidades de viento respectivamente entre cada parametrización Silveira and Gutiérrez (2023), Li et al. (2021) y Porchetta et al. (2021) (velocidad a 10 m) y las mediciones correspondientes en las boyas COLONIA (azul), CONCHILLAS (naranja), OB (verde), y T-ESTE (rojo)

6.4. Comparación triangular: Satelites - boyas - WRF

6.4.2. Análisis entre Boyas - WRF - JSsD

En la presente sección se realiza un análisis triangular Boyas-WRF-JSsD considerando los datos de viento de las boyas como referencia principal. En la Sección 6.1 se describió una evaluación de la calidad de los datos de las mediciones por satélite. En esta sección, se presenta un análisis utilizando el JSsD descrito en el apartado 6.3.1. El JSsD recoge información de 14 satélites con mediciones en toda la región (calculando el valor medio entre los satélites: SSM/I f15, SSM/IS f16, f17 y f18, TRMM, AQUA, Coriolis, GCOM-W1, GPM y los satélites de Copernicus: METOP-A, METOP-B, METOP-C, SCATSAT e HY-2B).

En la tabla 6.5 se presenta una comparación. Las series temporales del WRF se interpolan sobre las coordenadas de las boyas, y las series temporales del JSsD se obtienen como se describe en la Sección 6.1.2, calculadas para las regiones del Estuario Exterior y la Costa Oceánica. Para este caso, MBE se calcula utilizando la ec. 6.4 cuando se comparan boyas y satélites, y mediante 6.5 cuando se comparan boyas y datos de simulación WRF.

$$MBE = \frac{1}{N} \sum^N (v_{JSsD} - v_{boyas}) \quad (6.4)$$

$$MBE = \frac{1}{N} \sum^N (v_{WRF} - v_{boyas}) \quad (6.5)$$

Los valores de correlación más elevados se obtuvieron con las mediciones OB, en las que el JSsD obtuvo mejores resultados que las simulaciones WRF, incluidos el MBE y el MAE. En cuanto al MAE y la correlación, el desempeño del JSsD fue similar al de los modelos numéricos para las mediciones de T-ESTE. En cambio, se observaron valores más altos de MBE y MAE para el segundo y tercer conjunto de parametrizaciones.

Los datos del OB muestran una mejor concordancia con el JSsD, y un mejor acuerdo con las simulaciones. La ubicación claramente offshore del OB es la razón de los mejores resultados comparativos de todos los datos en la ubicación referida.

Capítulo 6. Análisis del mapa eólico en superficie

Tabla 6.5: Comparación de las velocidades viento a 10 m entre Boyas - WRF y Satélites

OB				
Métricas	MBE (m/s)	MAE (m/s)	Cor (%)	#Datos
JSsD	-0,71	1,54	83,2	3244
Silveira and Gutiérrez (2023)	-1,58	2,17	74,5	9805
Li et al. (2021)	-1,49	2,11	74,7	9782
Porchetta et al. (2021)	-1,49	2,1	74,9	9805
T-ESTE				
Métricas	MBE (m/s)	MAE (m/s)	Cor (%)	#Datos
JSsD	-0,33	2,25	65,8	12145
Silveira and Gutiérrez (2023)	-0,81	2,35	65,6	26045
Li et al. (2021)	-3,43	3,59	71,2	26045
Porchetta et al. (2021)	-3,46	3,04	71,4	26045

6.4.3. Análisis WRF - JSsD

Acto seguido, para el análisis WRF-JSsD, son transformados los datos de la malla del WRF (12 km) con una resolución más alta para hacerlos compatibles con la malla del satélite con una resolución más baja ($0.25^\circ \times 0.25^\circ$). La transformación de la malla se realizó mediante ponderación de distancia inversa (del inglés Inverse distance weighting IDW).

La cantidad de datos horarios satelitales son presentados en la figura 6.9 para el nuevo dominio compatible con WRF. En este caso, se disponía de un mayor volumen de datos, en particular para las regiones costeras mar adentro.

La figura 6.10 muestra un mapa de correlación en la región analizada para el JSsD y esquemas de parametrización del WRF: a) Silveira and Gutiérrez (2023), b) Li et al. (2021), y c) Porchetta et al. (2021).

La región offshore más cercana a la costa del océano Atlántico, tanto de Uruguay como de Argentina, exhibió los valores de correlación más altos entre WRF y JSsD con un coeficiente de correlación de aproximadamente 0,8. Sobre la región del estuario interior, WRF y JSsD obtuvieron una pobre correlación. Lejos de la costa, la región de alta mar del océano Atlántico presenta una variación suave en los valores de correlación, que oscilan entre 0,71 y 0,77. Todos estos patrones están presentes en todos los esquemas de parametrización.

6.4.4. Mapa de vientos offshore WRF - JSsD.

Basándose en el análisis anterior, se puede argumentar que los JSsD pueden considerarse como datos observacionales de viento fiables y validados. Con esta idea en mente, el objetivo principal de esta sección es describir los mapas estacionales de *MBE* para la velocidad de viento en superficie (10 m sobre el nivel del mar) para los tres esquemas de parametrización analizados en este estudio. El MBE se calcula de la siguiente manera:

6.4. Comparación triangular: Satelites - boyas - WRF

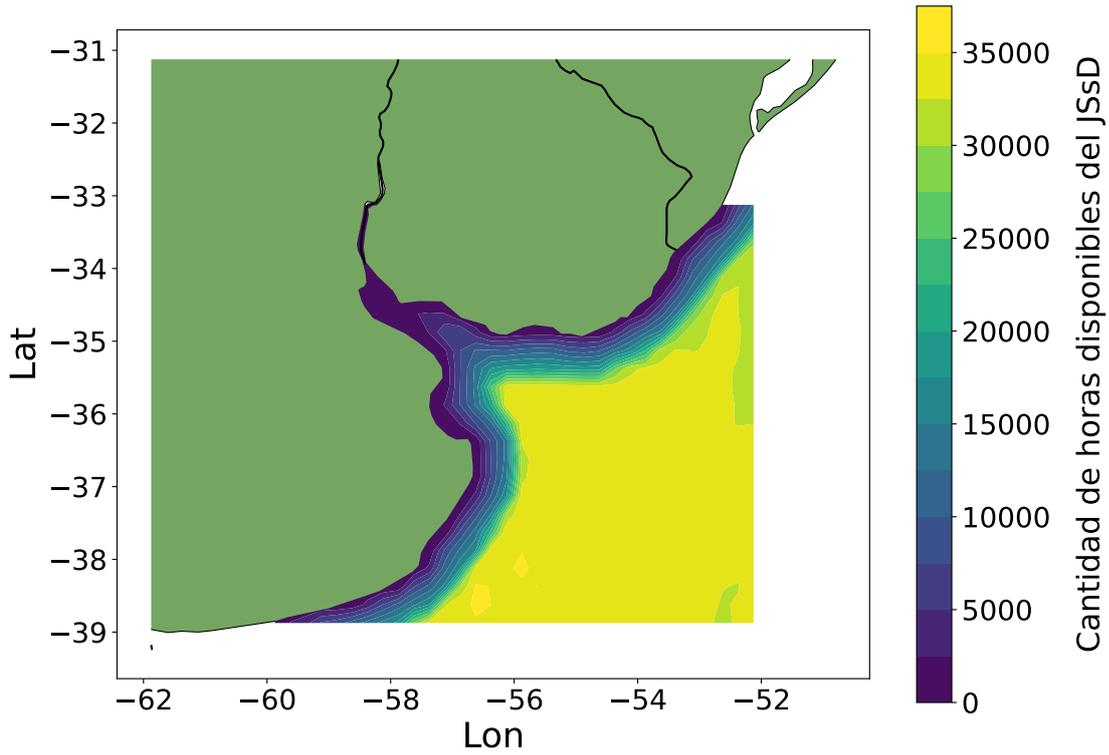


Figura 6.9: Número de datos horarios de velocidad del viento JSsD disponibles para el dominio compatible con WRF. Satélites empleados: DMSP f15, f16, f17 y f18, TRMM, AQUA, Coriolis, GCOM-W1, GPM y los satélites de Copernicus: METOP-A, METOP-B, METOP-C, SCATSAT, e HY-2B.

$$MBE = \frac{1}{N} \sum^N (v_{WRF} - v_{JSsD}) \quad (6.6)$$

En la figura 6.11 se presentan los mapas estacionales de MBE para los esquemas de parametrizaciones Silveira and Gutiérrez (2023), Li et al. (2021) y Porchetta et al. (2021), respectivamente. Para facilitar la comparación visual, los mapas de colores se plotean compartiendo una misma escala. Los valores más altos de MBE se encuentran en primer lugar durante el invierno para todos los esquemas de parametrización analizados. En segundo lugar, durante el otoño, con un MBE pico más alejado de la costa en el océano Atlántico interior.

Este análisis puede ser útil en futuros trabajos para calcular la velocidad a mayores niveles de altura sobre el nivel del mar, considerando el MBE estacional en el nivel más bajo de la simulación numérica con WRF. Esto significa que la simulación WRF muestra bajos valores de MBE a 10 metros de altura. Con nuevas mediciones del viento con datos observacionales LiDAR en la costa o en islas o boyas, será posible observar y comparar la el cortante vertical $\frac{\partial V}{\partial z}$ hasta 300 metros con las simulaciones WRF. Con

Capítulo 6. Análisis del mapa eólico en superficie

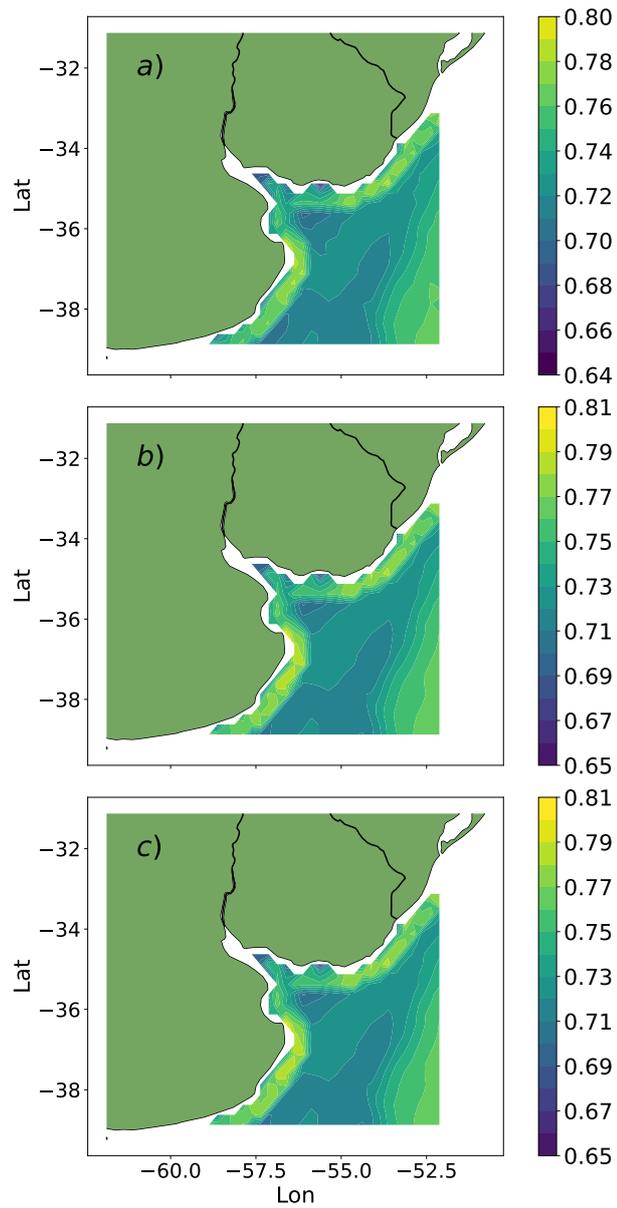


Figura 6.10: Mapa de correlación de velocidades de viento a 10 m entre WRF y JSsD (satélites empleados: DMSP f15, f16, f17 y f18, TRMM, AQUA, Coriolis, GCOM-W1, GPM y los satélites de Copernicus: METOP-A, METOP-B, METOP-C, SCATSAT, e HY-2B) - esquemas de parametrización empleados: a) Silveira and Gutiérrez (2023), b) Li et al. (2021), y c) Porchetta et al. (2021).

el fin de obtener un análisis más detallado del recurso eólico offshore en la región en cuestión.

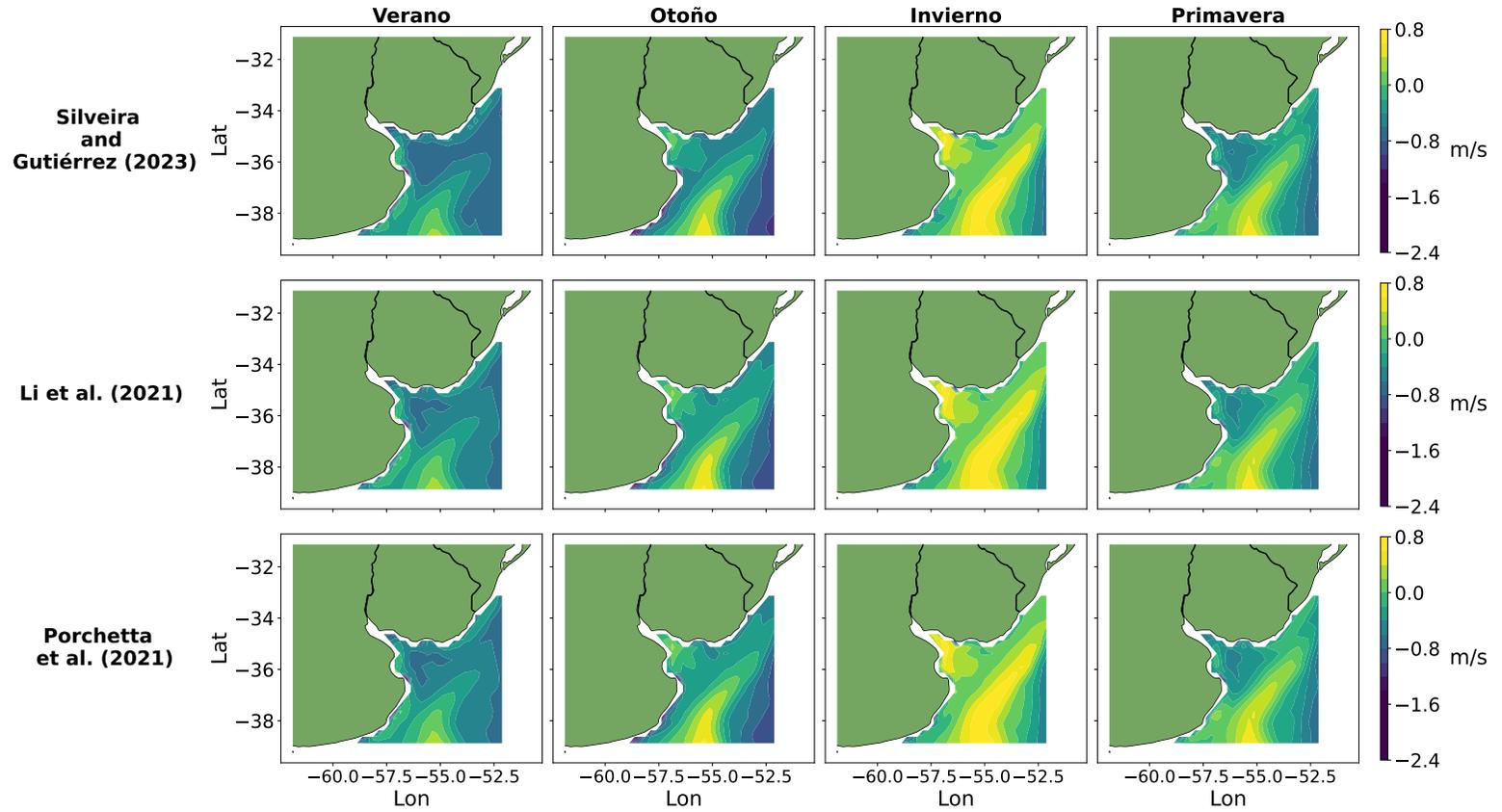


Figura 6.11: Mapas estacionales de MBE de la velocidad de viento a 10 m entre JSsD y WRF para todos los esquemas de parametrización.

6.4.5. Mapa de vientos offshore JSsD a 10 m de altura.

A partir de la comparación triangular Boyas - WRF - Satélites, se plantea el objetivo de calcular el mapa superficial de viento offshore directamente mediante los datos horarios de velocidad de viento JSsD, siendo que sus mediciones son las más fiables sobre la región analizada. En la figura 6.12 se presenta el mapa estacional del viento en superficie con los datos observacionales de JSsD. Para el conjunto completo de datos de JSsD en la figura 6.13 se presenta la distribución de densidad de probabilidad (PDF) y el ajuste de la distribución de Weibull para la región más relevante identificada por el recuadro rojo.

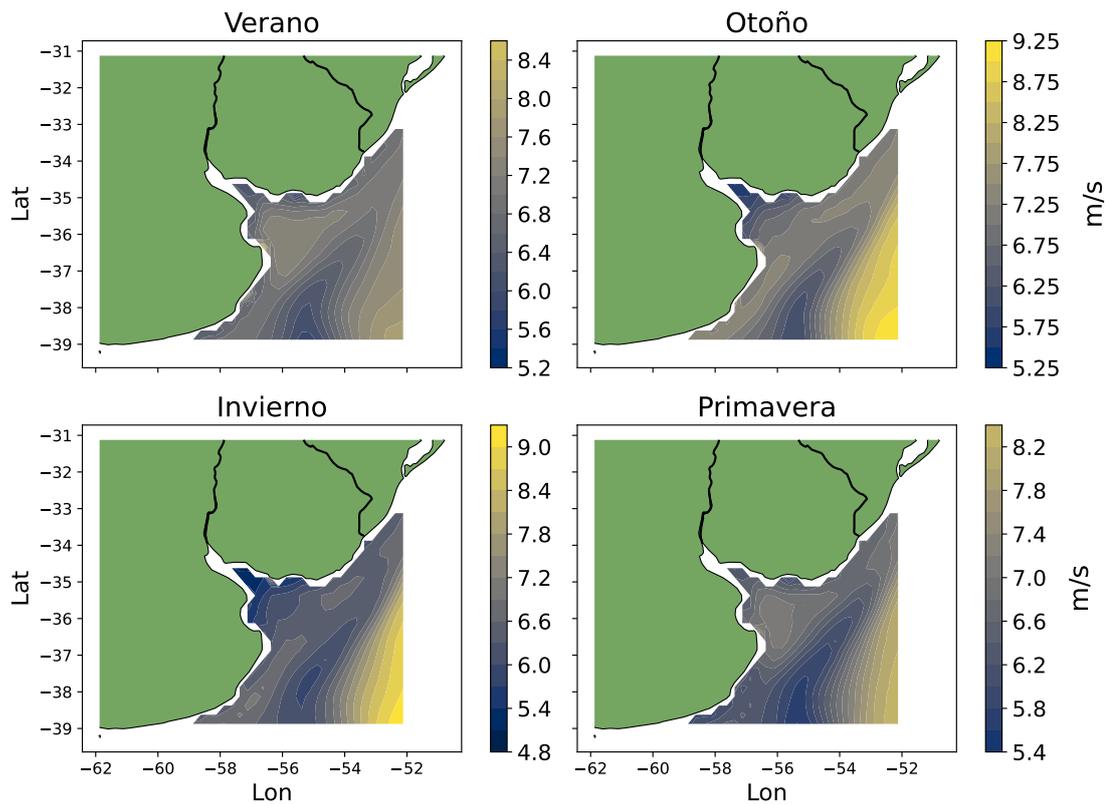


Figura 6.12: Mapa de vientos estacionales de JSsD a 10 m. Satélites empleados: DMSP f15, f16, f17 y f18, TRMM, AQUA, Coriolis, GCOM-W1, GPM y satélites de Copernicus: METOP-A, METOP-B, METOP-C, SCATSAT y HY-2B.

Durante las estaciones de verano y otoño se obtuvieron mayores velocidades medias superficiales de aproximadamente $7,2m/s$ en la región más cercana a la costa del océano Atlántico. Se computó $6.93 m/s$ de velocidad media superficial del viento en la región más relevante. Los puntos sobre el océano Atlántico interior mostraron los valores más altos de velocidad del viento, en contraste con los puntos sobre el Estuario del Río de la Plata y sobre el océano Atlántico exterior, que exhibieron la velocidad más baja. Sin

6.4. Comparación triangular: Satelites - boyas - WRF

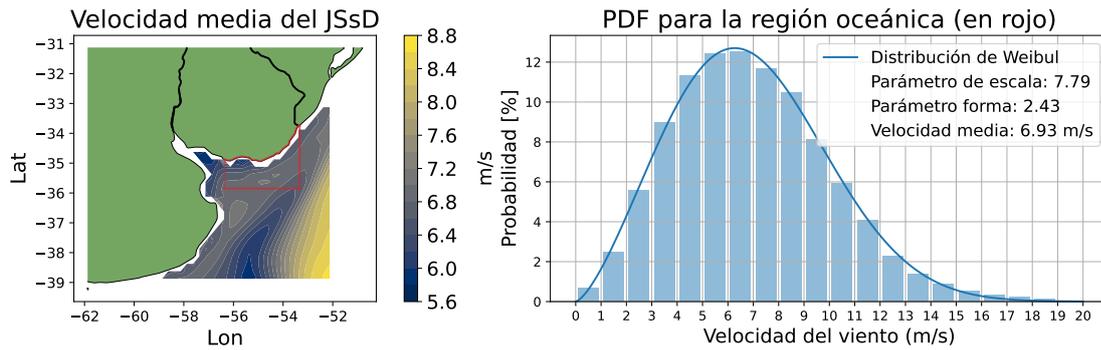


Figura 6.13: Mapa del viento medio de JSsD a 10 m (izquierda) y PDF sobre la región marcada en rojo, ajustado con la distribución de Weibull (derecha). DMSP f15, f16, f17 y f18, TRMM, AQUA, Coriolis, GCOM-W1, GPM y los satélites de Copernicus METOP-A, METOP-B, METOP-C, SCATSAT y HY-2B.

embargo, esta conclusión no puede extrapolarse a niveles verticales superiores debido al régimen de estabilidad que determina el gradiente vertical de la velocidad horizontal del viento.

Para el análisis de la variabilidad anual, se presenta un mapa de desviación estacional de la velocidad del viento en la figura 6.14, donde la desviación se normaliza con la velocidad media del viento en la figura 6.12 (velocidad media del viento del conjunto de datos completo). Se calculó la desviación entre los mapas de vientos estacionales de cada año, lo que significa que la desviación estándar se calculó utilizando los datos de velocidad media anual ($\frac{\sigma_v}{\bar{v}}$). Utilizando este enfoque, se puede evaluar la variabilidad anual del viento medio dependiendo de la región analizada. En las regiones de interés, se puede inferir una baja variabilidad anual en el viento de superficie. Se emplea la misma escala de colores entre estaciones. En la región más cercana a la costa del océano Atlántico, la variabilidad anual es de aproximadamente 4%, lo que significa un recurso eólico muy estable.

Capítulo 6. Análisis del mapa eólico en superficie

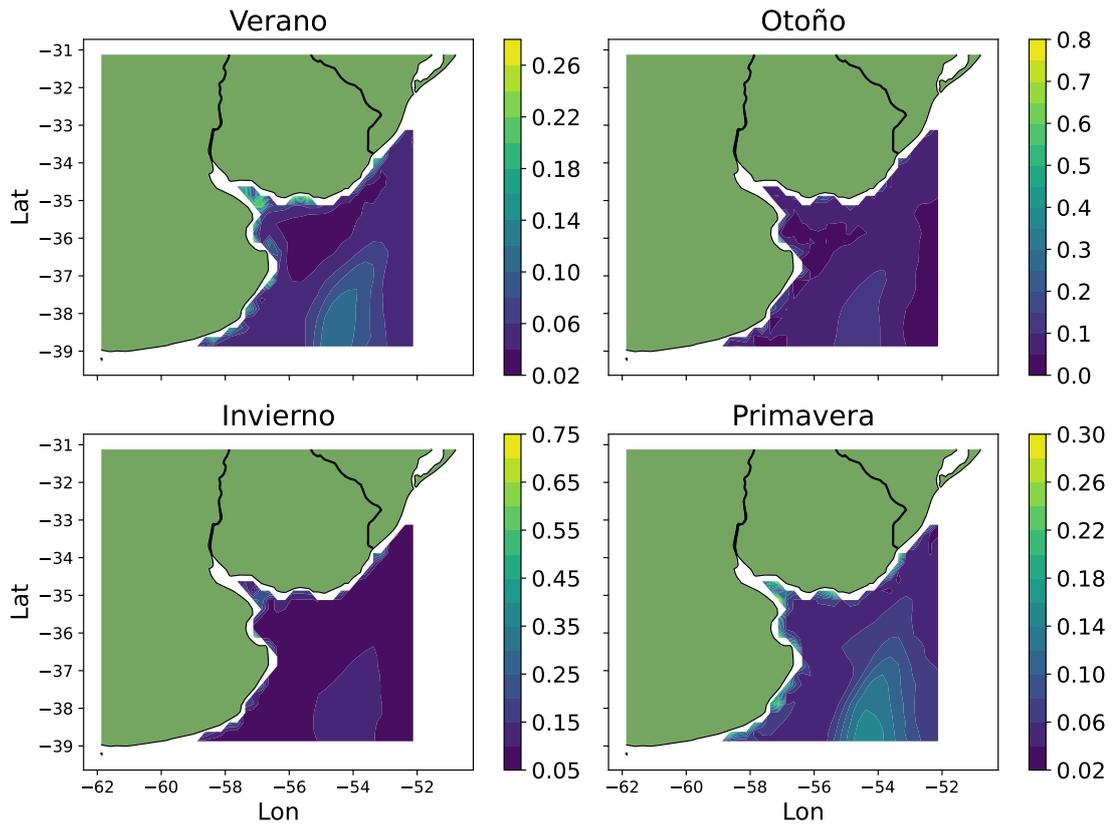


Figura 6.14: Mapa de desviación estacional interanual del viento a 10 m ($\frac{\sigma_w}{\bar{v}}$) con JSsD. Normalizado con el viento medio. Satélites empleados: DMSP f15, f16, f17 y f18, TRMM, AQUA, Coriolis, GCOM-W1, GPM y los satélites de Copernicus: METOP-A, METOP-B, METOP-C, SCATSAT y HY-2B.

Capítulo 7

Análisis del recurso eólico en altura

En el presente capítulo se evaluará el desempeño de los modelos de circulación en la descripción de la velocidad media, dirección y cortante vertical, en los primeros 100 m sobre el nivel del mar. En especial, se pretende evaluar el desempeño del pronóstico WRF forzado con GFS, comparado el modelo de reanálisis ERA5. La comparación se realiza mediante los datos de viento de la torre costera ubicada en La Paloma, que consiste en la única estación de medición de vientos en altura en condiciones de cercanía como para obtener información de la capa límite marítima.

7.1. Descripción de datos observados

La selección de datos observados consiste únicamente en los datos adquiridos por la torre costera ubicada en La Paloma. Como se comentó previamente en la sección 4.2, se tiene en consideración el análisis previo realizado con los datos de viento adquiridos en esta misma estación, realizado en Franco et al. (2019), donde se deduce que los vientos offshore medidos por esta estación están contenidos entre las direcciones 55° a 235° .

A su vez, se consideran únicamente eventos de 24 horas proveniente de estas direcciones. Obteniéndose 75 eventos con estas características durante los periodos 01/01/2017 - 01/03/2019 y 22/03/2023 - 29/08/2024, presentados en la figura 7.1.

Capítulo 7. Análisis del recurso eólico en altura

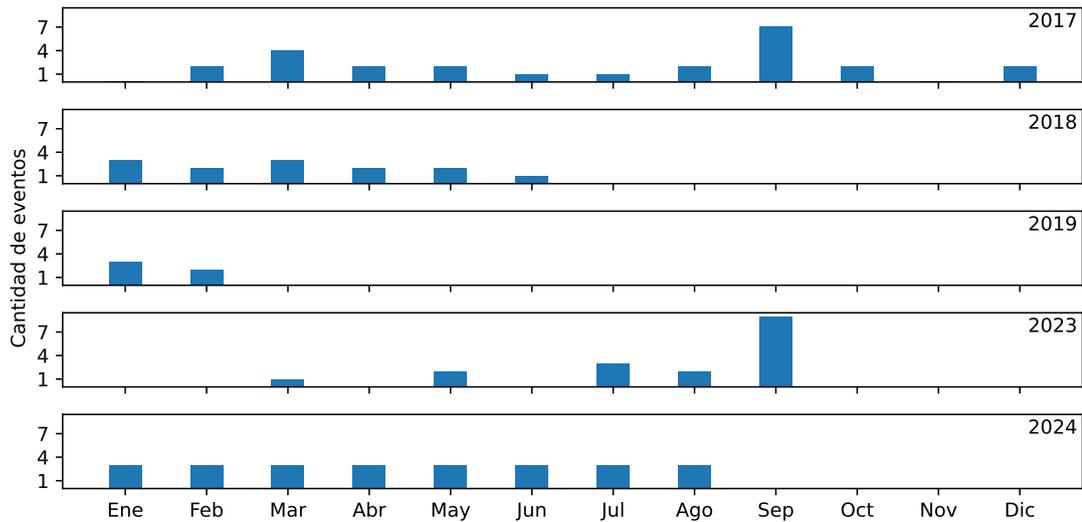


Figura 7.1: Eventos offshore de 24 horas registrados por la estación costera, agrupados mensualmente.

7.2. Datos de simulación numérica

En la presente sección se detallan las configuraciones y parametrizaciones empleadas en el modelo WRF, así como la discretización vertical y horizontal empleada tanto en WRF como ERA5.

7.2.1. WRF

Se decide implementar un dominio anidado de resolución 12-4-1.3 km para evaluar el desempeño del WRF con datos de viento en altura, donde se refina sobre la región de la torre en La Paloma. El nuevo dominio emplea el conjunto de parametrizaciones presentado en la tabla 7.1.

Tabla 7.1: Conjunto de parametrizaciones empleado

Physics schemes	Silveira and Gutiérrez (2023)
Micro Physics	Chen and Sun (2002)
Long wave radiation	Mlawer et al. (1997)
Short wave radiation	Dudhia (1989)
Planetary Boundary Layer	Janjić (1994)
Cumulus physics	Kain (2004)

Es de interés que el modelo disponga de una buena representación de la capa límite atmosférica en los niveles donde se realizan las mediciones mediante anemómetros: 16.4

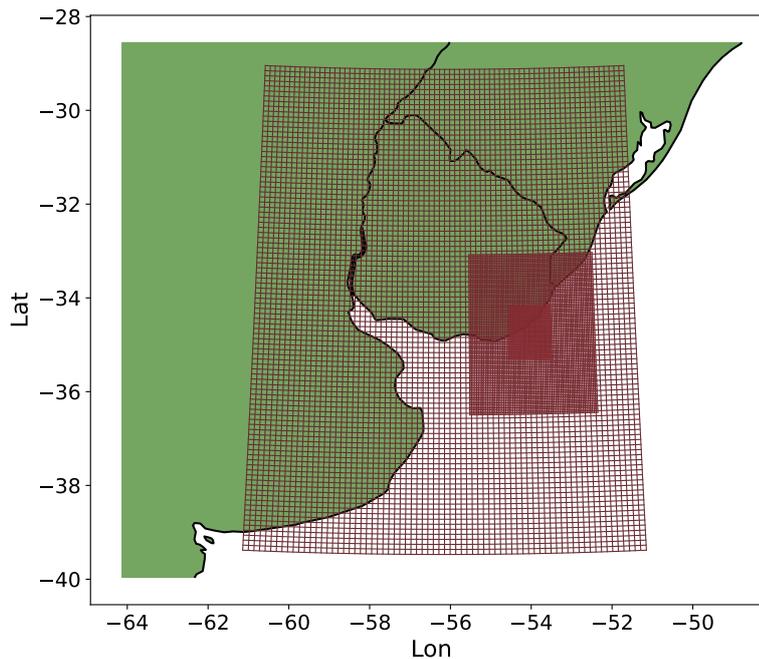


Figura 7.2: Dominio anidado WRF sobre la torre de medición La Paloma. Resoluciones de dominios de 12-4-1.3 km, respectivamente.

m, 45.4 m y 71.4 m. Para ello se emplea una discretización mediante niveles eta, donde la malla vertical se refina gradualmente a medida que se acerca a la superficie.

7.2.2. ERA5

Los datos de reanálisis ERA5 son obtenidos del dataset '*Complete ERA5 global atmospheric reanalysis*', que permite al usuario obtener las variables calculadas sobre los niveles del modelo. Con este dataset es posible obtener valores de velocidad de viento con gran resolución vertical, con al menos cuatro niveles por debajo de los 100 m.

7.3. Análisis de datos

La obtención de las series temporales de viento, consiste en interpolar las variables de viento sobre una coordenada offshore (coordenadas $34,79^\circ$ S y $54,01^\circ$ W), situada a 20 km de la estación, sobre la perpendicular a la línea de costa.

Para calcular la velocidad sobre la altura de cada anemómetro, se realiza una interpolación lineal entre los niveles más cercanos. En la tabla 7.2, se describen las alturas medias de los primeros 8 niveles de cada uno de los modelos.

A modo ilustrativo, en las figuras 7.3, 7.4 y 7.5 se presentan, respectivamente, para los dominios de 12 km, 4 km, y 1.3 km, el ciclo diario de cuatro días puntuales, para

Capítulo 7. Análisis del recurso eólico en altura

Tabla 7.2: Altura media de los primeros 8 niveles de los modelos WRF y ERA5, medidos sobre el nivel del mar.

Niveles	WRF [m]	ERA5 [m]
1	13	1
2	39	23
3	68	46
4	98	72
5	130	100
6	165	131
7	202	164
8	242	201

cada historial presentado, agrupados cada uno por primavera-verano e invierno-otoño. Para cada grupo, se presentan escenarios de bajos (elevados) módulos de velocidades en la figura superior (inferior). En cada gráfico se incorporan a su vez los valores observados y los obtenidos por ERA5.

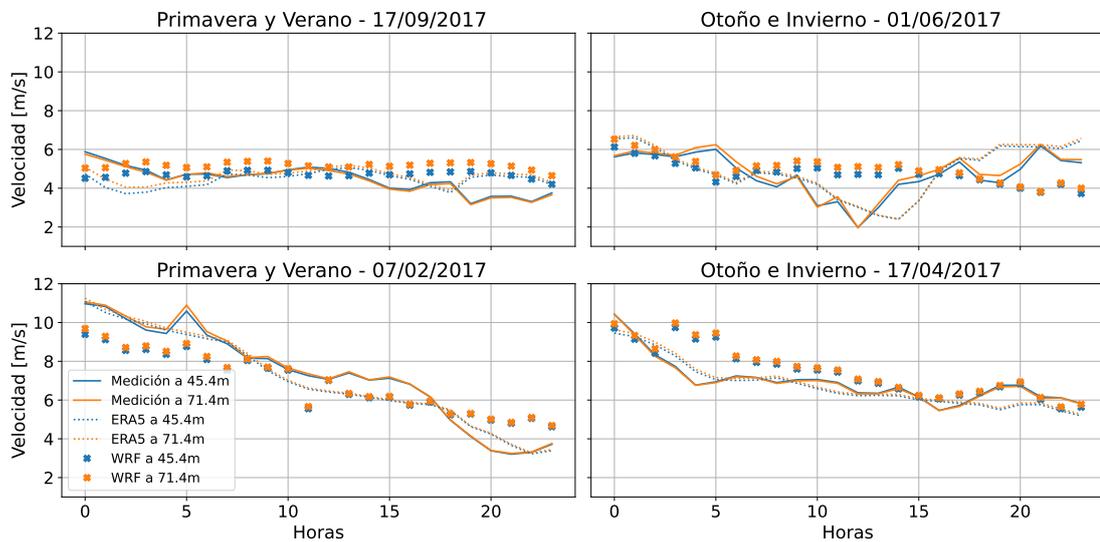


Figura 7.3: Ejemplo de eventos de 24 horas seleccionados. Empleando simulaciones WRF con el dominio de 12 km

7.3. Análisis de datos

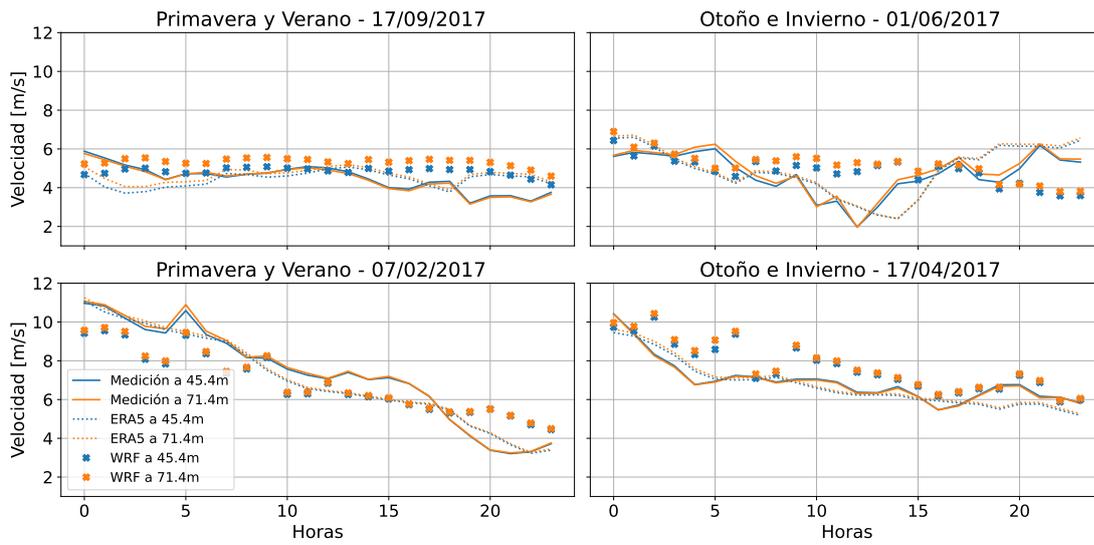


Figura 7.4: Ejemplo de eventos de 24 horas seleccionados. Empleando simulaciones WRF con el dominio de 4 km

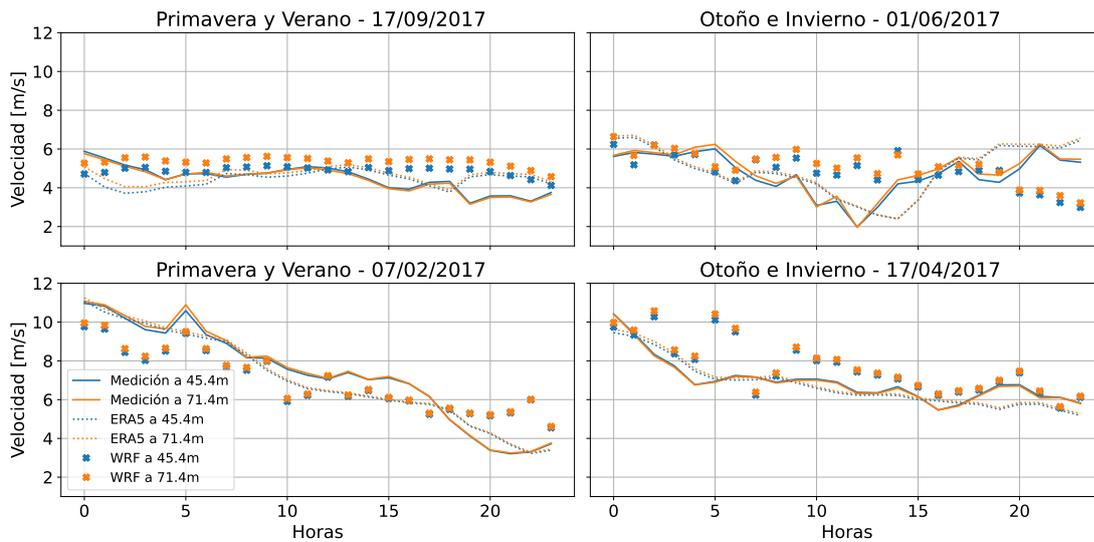


Figura 7.5: Ejemplo de eventos de 24 horas seleccionados. Empleando simulaciones WRF con el dominio de 1.3 km

7.3.1. Evaluación de direcciones de viento

Se verifica que solamente un reducido número de horas de las direcciones simuladas se encuentran por fuera de la región de direcciones definida previamente, donde el peor de

Capítulo 7. Análisis del recurso eólico en altura

los casos corresponde a 6 horas dispersas en todo el historial. Tomando como referencia las 1800 horas que totalizan los 75 eventos registrados.

Las rosas de los vientos correspondientes para cada dataset de vientos se presentan en la figura 7.6. En la tabla 7.3 son presentados los estimadores de error que son calculados para cada uno de los modelos de circulación. Estos fueron calculados mediante las siguientes ecuaciones:

$$BIAS = \frac{1}{N} \sum_{hours} Dir_{OWD} - Dir_{Simulated} \quad (7.1)$$

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{hours} |Dir_{OWD} - Dir_{Simulated}| \quad (7.2)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{hours} (Dir_{OWD} - Dir_{Simulated})^2} \quad (7.3)$$

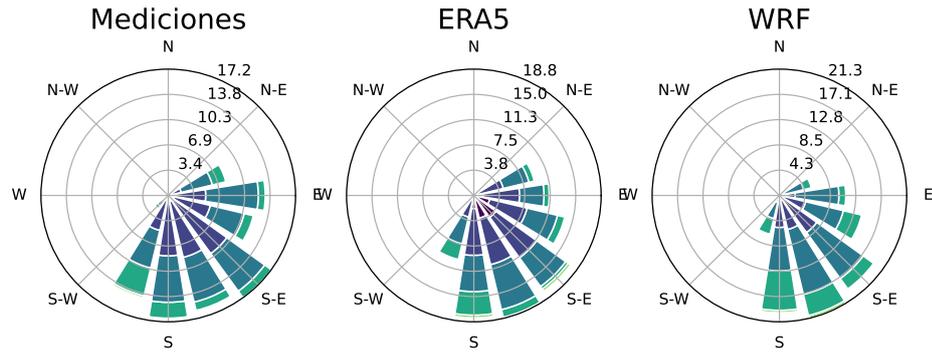


Figura 7.6: Rosa de los vientos para cada dataset. Calculada a 10 m para modelos WRF y ERA5, y a 45/4 m para los datos observados.

7.3.2. Evaluación del módulo de velocidades

Ambos modelos presentan aproximadamente cuatro niveles por debajo de los 110 m. Se emplea una interpolación lineal para obtener la velocidad a cada nivel de anemómetro, debido a la pequeña separación entre niveles. De esta forma se puede evitar el uso de hipótesis acerca de la estabilidad de la capa límite.

7.3. Análisis de datos

Tabla 7.3: Estimadores de error para la dirección del viento

	ERA5	WRF
BIAS [°]	3.3	2.0
MAE [°]	8.7	11.4
RMSE [°]	12.0	15.3
COR [%]	96.3	93.7

Una primera evaluación del módulo de velocidades es presentada en los *scatter plots* de la figura 7.7. En cada gráfico, son presentados valores de correlación para ERA5 y cada una de las tres resoluciones horizontales de WRF.

A primera vista, se puede observar que el modelo ERA5 se desempeña mejor que la simulación WRF, obteniendo valores de 89 %. Analizando el desempeño entre cada simulación WRF, se observa que el dominio de menor resolución horizontal (12 km) obtiene mejores resultados en todos los estimadores estadísticos, obteniendo valores de error mayores al modelo ERA5 y una correlación del 82,7 %.

Los valores BIAS, MAE y RMSE para ERA5 y cada una de las tres resoluciones horizontales de WRF, son calculados y presentados en la tabla 7.4. Cada estimador de error es calculado de la siguiente forma:

$$BIAS = \frac{1}{N} \sum_{hours} v_{OWD} - v_{Simulated} \quad (7.4)$$

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{hours} |v_{OWD} - v_{Simulated}| \quad (7.5)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{hours} (v_{OWD} - v_{Simulated})^2} \quad (7.6)$$

Tabla 7.4: Estimadores de error calculados para los modelos ERA5 y WRF respecto a los datos observados. Comparación entre velocidades de viento a 71.4 m.

	Bias (m/s)	MAE (m/s)	RMSE (m/s)
ERA5	0.0	0.9	1.1
WRF 12 km	-0.4	1.1	1.4
WRF 4 km	-0.4	1.1	1.5
WRF 1.3 km	-0.5	1.2	1.5

Los estimadores de errores calculados son coherentes con el análisis de las correlaciones, donde se aprecia un BIAS nulo para ERA5 y menores valores de MAE y RMSE comparados a las simulaciones WRF. A su vez, para los estimadores de error para las

Capítulo 7. Análisis del recurso eólico en altura

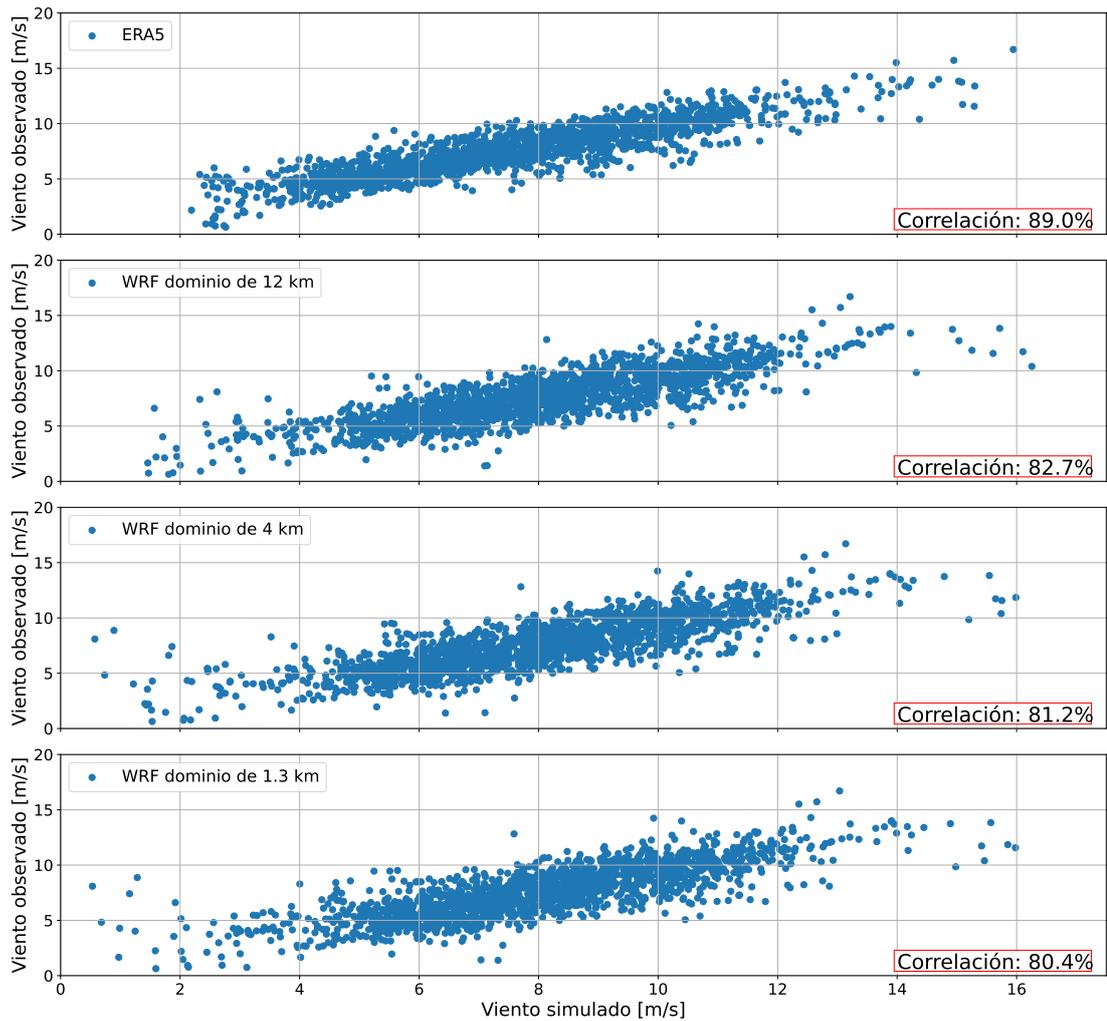


Figura 7.7: Módulos de velocidades observadas vs simuladas a 71.4 m s.n.m.

distintas simulaciones WRF, se presentan mejores resultados para el dominio de 12 km respecto a los demás dominios más refinados.

En la figura 7.8, se presentan los ciclos diarios estacionales de velocidad para el anemómetro superior de la torre (71.4 m s.n.m.).

Se puede observar que ambos modelos representan de forma correcta las tendencias de la velocidad de viento observada (en azul) para cada una de las estaciones del año. Se observa una sobreestimación del modelo WRF en cada estación, no así para el modelo ERA5, que se mantiene consistente con un BIAS casi nulo, presentando un mejor desempeño durante el verano. También cabe destacar, que los ciclos son discontinuos en todas las estaciones salvo en primavera, con altas velocidades a las primeras horas y con tendencia decreciente. Este comportamiento se puede explicar debido a la baja cantidad

7.3. Análisis de datos

de eventos por estación del año que cumplen las condiciones del filtrado (75 eventos en total). Estos eventos pueden estar relacionados a un tipo de fenómeno en particular, como puede ser el pasaje de un frente frío (identificado para el día 07/02/2017 de la figura 7.3). El muestreo recurrente de eventos de características similares hará con que el ciclo diario presente discontinuidades entre la primera hora del día y la última.

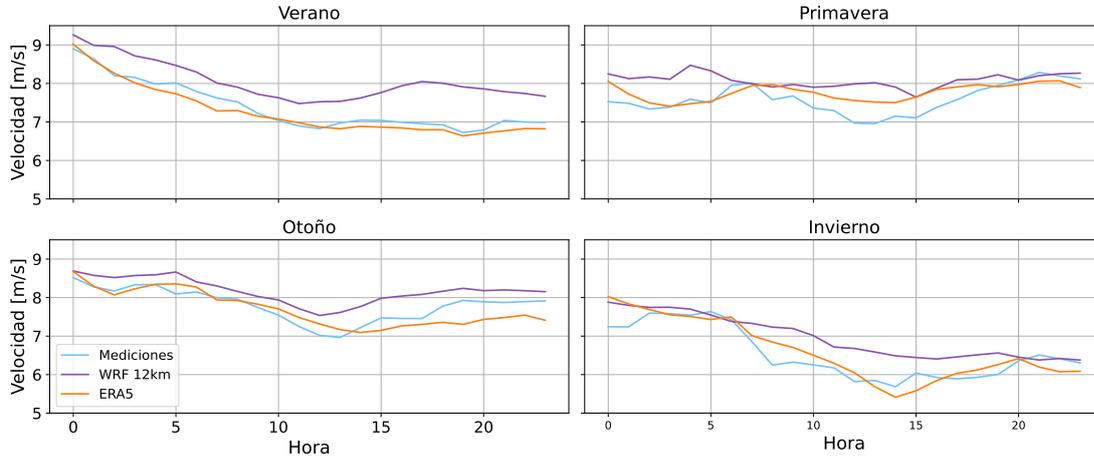


Figura 7.8: Ciclo diario del módulo de velocidades para el anemómetro superior (71.4 m.s.n.m). Realizado para eventos de 24 horas entre las direcciones 55° - 235°.

7.3.3. Evaluación del cortante vertical

Como se comentó en la sección 4.2, el anemómetro inferior de la torre está influenciado por una subcapa interna debido a la transición de terreno océano-rural, por lo que se descarta su uso en el presente análisis.

El siguiente paso de este estudio, consiste en evaluar la precisión del modelo en predecir correctamente el gradiente vertical de viento ($\frac{\Delta V}{\Delta Z}$) entre los niveles 45.4 m y 71.4 m medidos en la torre. Se compara el cálculo empleando las mediciones del anemómetro del nivel superior e intermedio de la torre, así como las velocidades análogas calculadas con los modelos ERA5 y WRF.

El primer análisis de gradiente vertical corresponde al ciclo diario estacional, presentado mediante boxplots en la figura 7.9. Para facilitar la intercomparación, son eliminados los valores anómalos y son presentadas cada una de las medianas de los ciclos en la figura 7.10. Además, se presenta la mediana estacional del error en la figura 7.11, donde se calcula mediante errores horarios de la forma:

$$Error = \frac{\Delta v_{OWD}}{\Delta z} - \frac{\Delta v_{Simulated}}{\Delta z} \quad (7.7)$$

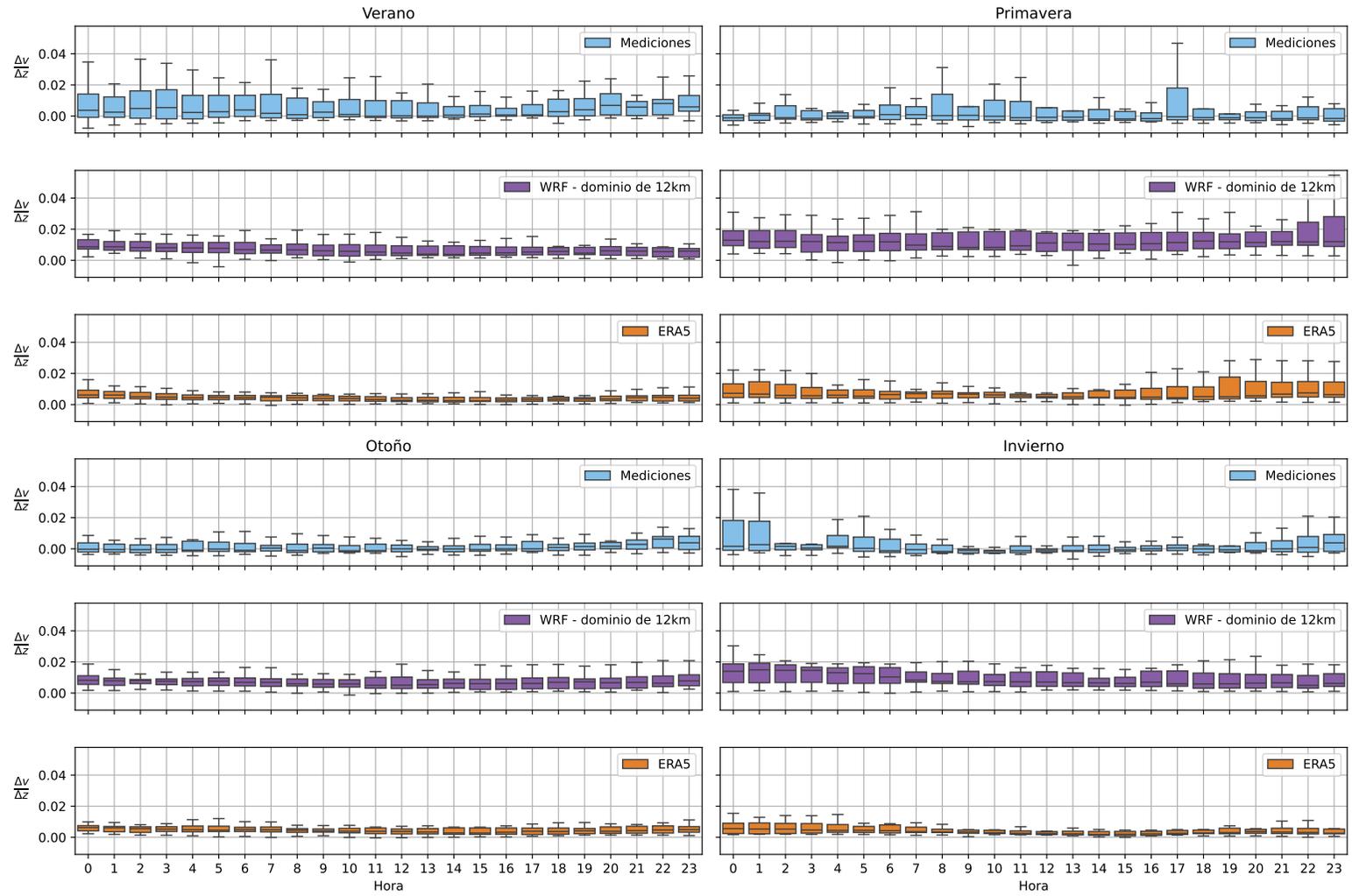


Figura 7.9: Boxplots de los ciclos diarios estacionales del gradiente vertical.

7.3. Análisis de datos

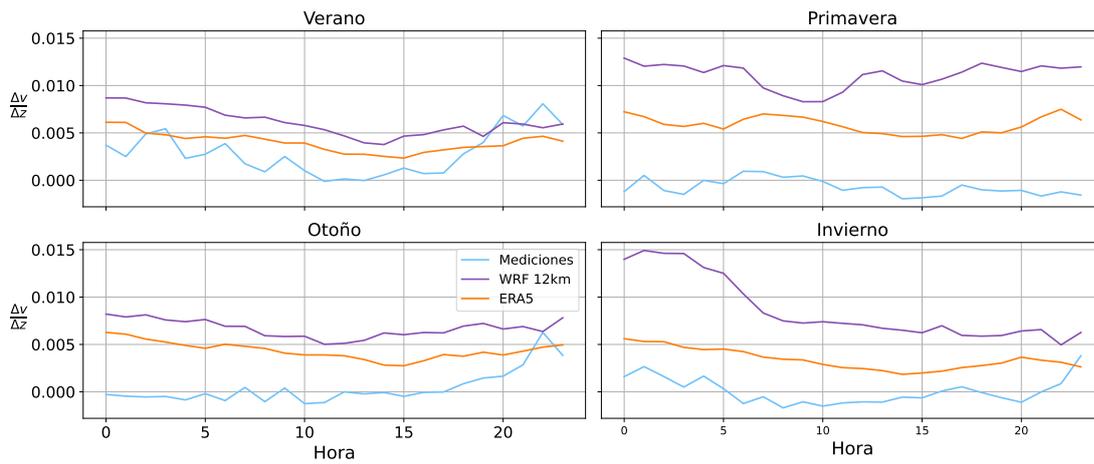


Figura 7.10: Mediana de los ciclos diarios estacionales del gradiente vertical.

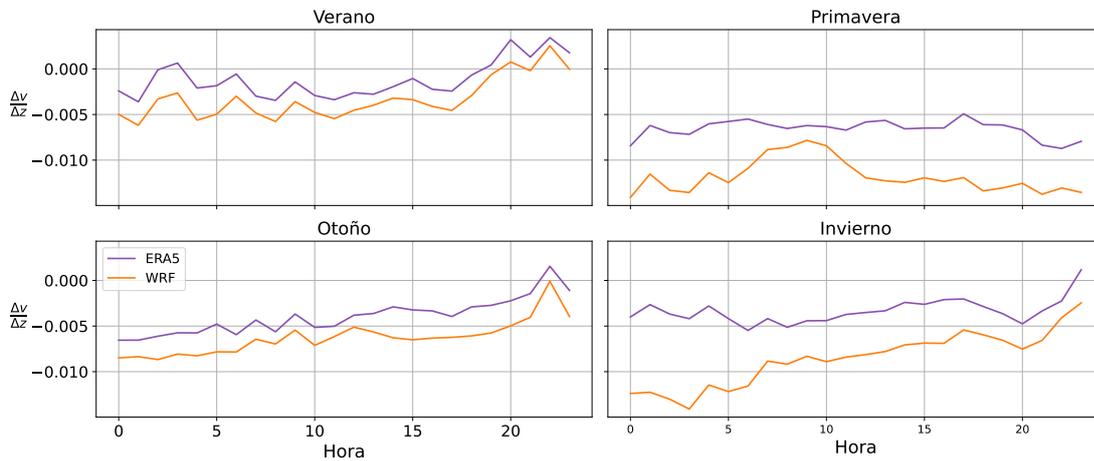


Figura 7.11: Diferencia entre las medianas de los ciclos diurnos de gradiente vertical.

Analizando la información obtenida, se aprecia una alta dispersión de valores de $\frac{dv}{dz}$ en los datos observados. En este aspecto, el modelo WRF presenta una dispersión significativa respecto a ERA5; sin embargo, es significativamente menor a la presentada por los datos observados. El modelo ERA5 presenta un comportamiento casi sin dispersión durante todas las estaciones, presentando dispersiones mayores en primavera. Se aprecia un potencial de mejora en el gradiente vertical con el modelado usando WRF, debido a la mayor sensibilidad que presenta. Sin embargo, el análisis efectuado indica que se requiere investigar más al respecto del modelado de la capa límite en esta región, ya que ninguno de los modelos representa bien el fenómeno, si bien en valores medianos el reanálisis de ERA5 presenta errores más pequeños que el modelado WRF.

Capítulo 7. Análisis del recurso eólico en altura

Observando la dispersión de los datos observados, se puede apreciar un ciclo diario, visible en los meses de otoño, verano e invierno, donde en torno a medio día baja considerablemente la dispersión comparada a las horas nocturnas. A su vez se aprecian gradientes mucho menores durante otoño e invierno que durante el verano.

Esta observación podría estar relacionada con ciclos de estabilidad, específicamente al observar el ciclo diario en cada estación, que indican menores cortantes en las hora de medio día. Por otro lado, al observar la variación estacional del gradiente de velocidades, se obtienen mayores gradientes durante el verano que durante el otoño o invierno. Esto puede indicar para los vientos observados provenientes desde el mar, se den mayores condiciones para la estabilidad de la capa límite durante el invierno que durante el verano, debido a la mayor capacidad térmica del mar.

Otro aspecto que comentar, es la presencia de valores negativos de gradiente obtenidos, es decir, velocidades menores registradas en el anemómetro superior con respecto al inferior. Analizando el boxplot, se puede apreciar que los datos observados alcanzan valores negativos en todas las estaciones del año, mientras que ambas simulaciones numéricas rara vez lo hacen. La hipótesis que se plantea para estos casos, es la posibilidad de que la topografía en la torre este generando un efecto de speed up, dada la posición de la misma sobre una pequeña loma.

Por último, se debe tomar en consideración la forma en la que se filtran las velocidades de viento (eventos de 24 horas con vientos entre 55 y 235 grados), donde se puede estar filtrando eventos afectados por un forzante adicional, que se pueda estar atribuyendo sus efectos a estabilidad/inestabilidad de la capa límite. Por lo tanto, se necesita realizar un análisis más profundo al respecto para poder obtener conclusiones acerca del origen del fenómeno.

7.4. Análisis de estabilidad

Con el fin de evaluar si el comportamiento registrado en la figura 7.9, se realiza un breve análisis de estabilidad mediante mediciones de temperatura de agua en superficie y mediciones de temperatura de aire en tierra. En el trabajo de Teixeira et al. (2024), se estudia la estabilidad de la capa límite offshore en la región del Presal, en el sureste brasileño. Se observa un evento de estratificación atmosférica durante las horas diurnas, con un pico al mediodía. Este fenómeno se atribuye a la presencia de una masa de aire cálido aguas arriba del punto de medición, que se desplaza sobre una región influenciada por corrientes de agua fría cercanas a la costa, generando condiciones favorables para la estabilidad. Además, en dicho trabajo se analiza la diferencia entre la temperatura del aire a 2 m y la temperatura superficial del agua, observando que la mayoría de los eventos con aire más cálido que el agua ocurrieron durante el día, con un pico al mediodía durante los meses de verano.

Las mediciones de temperatura costera disponibles más cercanas están en la boya y estación de la Terminal del Este. En la figura 7.13, se presenta la localización de la boya y de la torre costera de La Paloma, dichas localizaciones distan aproximadamente 57 km. A su vez, las mediciones en tierra de la Terminal del Este, se efectúan a 20 m de

7.4. Análisis de estabilidad

altura y se encuentra a aproximadamente 700 m de la costa, así como se representa en la figura 7.12.



Figura 7.12: Estación de medición en tierra de Terminal del Este.

Evaluando bibliografía anterior, Guerrero et al. (1997) y Möller et al. (2008) reportan temperaturas medias de agua en superficie marina en estaciones calientes y fría. Estas no presentan gran variabilidad espacial estacional, donde para estos puntos se encontraron diferencias de temperaturas del orden de 1°C en la región, por lo que se considera una buena aproximación inicial para evaluar el fenómeno.

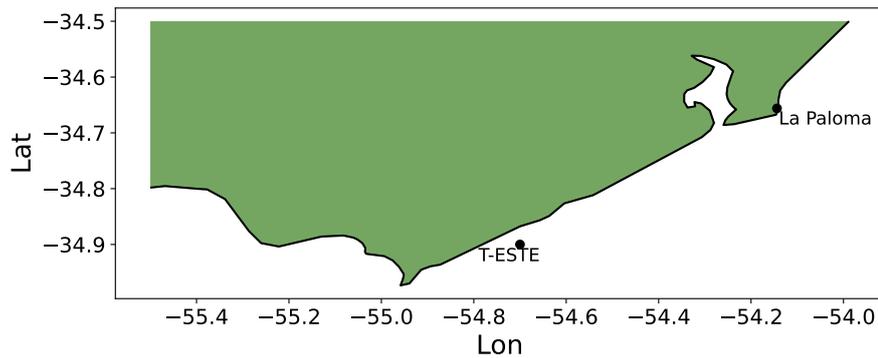


Figura 7.13: Localización de la boya de Terminal del Este en comparación con la torre de La Paloma.

En las figuras 7.14 y 7.15, se presentan los ciclos diarios de la diferencia de temperaturas de aire a 20 m (T_{20m}) y la temperatura superficial del agua (SST) (7.8), filtrando entre las direcciones offshore (entre las direcciones 90° y 235°) y onshore (entre las direcciones 235° y 55°). Para el filtrado de direcciones se toman eventos de al menos una hora de duración, mientras que la región offshore escogida difiere a la empleada en La Paloma debido a la diferencia geométrica en la línea de costa.

$$\Delta T = T_{20m} - SST \quad (7.8)$$

Capítulo 7. Análisis del recurso eólico en altura

Los ciclos diarios se presentan para un mes representativo de cada estación del año. Debido a la forma que se calcula la diferencia de temperatura, si el $\Delta T < 0$, esto significa que hay una transferencia de calor sensible desde la superficie del agua hacia el aire, promoviendo las condiciones para generar una capa límite inestable. Inversamente, al tener un $\Delta T > 0$ significa que existe una transferencia de calor sensible desde el aire hacia la superficie del agua, promoviendo las condiciones para generar una capa límite estable.

En primera instancia, se evalúa el ciclo diario en la región offshore para los meses de enero (verano), setiembre (primavera), marzo (otoño) y junio (invierno). Entre los cuatro ciclos, se destaca el comportamiento encontrado durante marzo, donde se obtienen un comportamiento compatible con el observado con el gradiente vertical de velocidades, promoviendo las condiciones de inestabilidad durante todo el día en la gran mayoría de los casos reportados. Otro caso claro ocurre durante el mes de setiembre, donde se encuentran condiciones más favorables para la estabilidad, en especial durante el medio día. Durante el verano el comportamiento no es tan marcado, pero se puede observar que la mediana presenta valores por encima de cero, en especial a medio día, y valores menores durante la noche. Por lo tanto, es un comportamiento inverso al observado comúnmente en tierra. En invierno se observan valores de $\Delta T < 0$ durante las horas del día, y valores mayores durante la noche. Esto representa un comportamiento compatible con el observado con el gradiente de velocidades durante el invierno (más estable de noche, inestable de día).

Se analiza el ciclo diario de diferencia de temperaturas observado para vientos onshore, presentado en la figura 7.15. Todas las estaciones observadas presentan patrones similares, presentando condiciones de estabilidad inversas a lo que ocurre en tierra. Esto es, durante el día la superficie del agua se encuentra a menor temperatura que el aire medido por la estación en tierra. Este comportamiento es acentuado durante las estaciones de verano y primavera; sin embargo, los valores picos se presentan a diferentes horas, (a las 13 hs para enero y a las 15 hs para setiembre). Luego durante la noche las temperaturas aire - agua tienden a igualarse, donde en particular para las estaciones de otoño e invierno, se obtienen $\Delta T < 0$, es decir, condiciones favorables para la inestabilidad.

Como resultado del análisis de estabilidad, se encuentra una evolución de ΔT inverso al que se esperaría observar en tierra, siendo mucho más marcado empleando vientos onshore que los obtenidos empleando vientos offshore. Al analizar el ciclo diario con vientos offshore, se encuentran algunas compatibilidades con lo observado en la figura 7.9, en especial para las estaciones de otoño y verano.

Cabe destacar que puede haber una afectación de las temperaturas de aire en el caso de que la subcapa rugosa desarrollada por el cambio de terreno mar - monte - rural lograra desarrollarse hasta cubrir la altura de la medición de temperatura en tierra. Sin embargo, esta afectación no es relevante para el análisis realizado para vientos onshore, donde igualmente será esperable que la diferencia de temperaturas tienda a reducirse a medida que se aleja de la costa.

7.4. Análisis de estabilidad

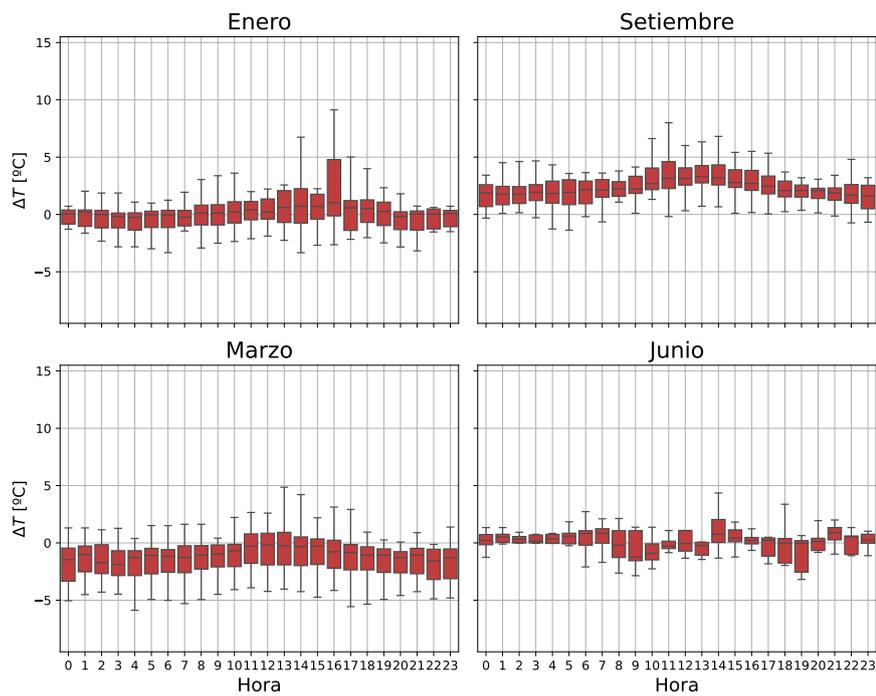


Figura 7.14: Ciclo diario de diferencia de temperaturas de aire a 20 m (T_{20m}) y la temperatura superficial del agua (SST) en Terminal del Este. Evaluado para vientos offshore.

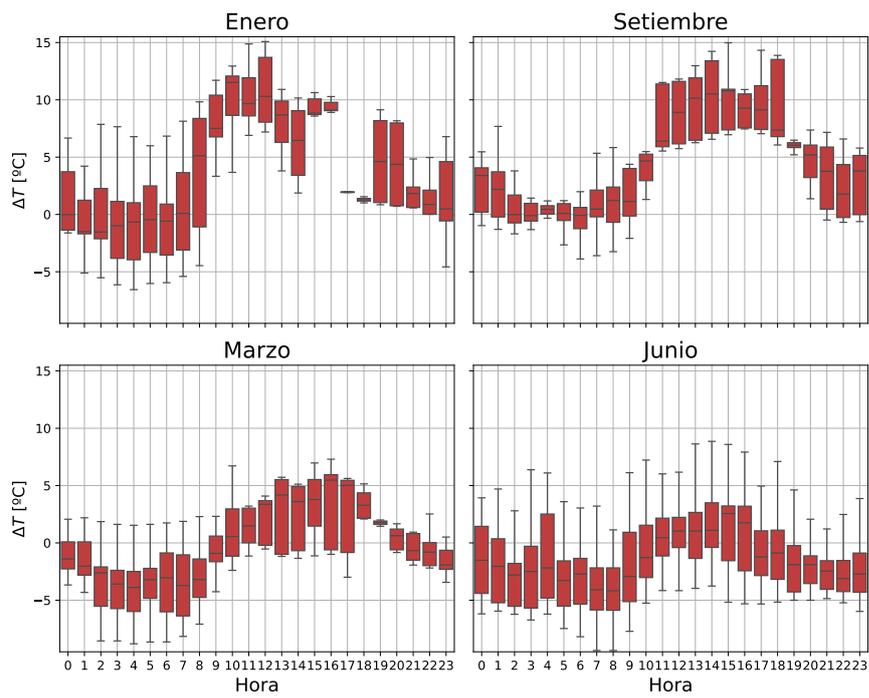


Figura 7.15: Ciclo diario de diferencia de temperaturas de aire a 20 m (T_{20m}) y la temperatura superficial del agua (SST) en Terminal del Este. Evaluado para vientos onshore.

Capítulo 8

Conclusiones

El presente estudio proporciona un conocimiento más profundo del conjunto de datos regionales sobre el viento offshore en superficie en la región analizada. Se realizó un análisis exhaustivo con tres tipos de datos durante un periodo de 13 años sobre la plataforma del Río de la Plata y el océano Atlántico: mediante datos observados de velocidad de viento medido mediante anemómetros en boyas y mediante sensado remoto en satélites, así como datos provenientes de simulación numérica de mesoescala con WRF. En el análisis se consideraron cinco boyas situadas sobre el Río de la Plata y el océano Atlántico. Las estaciones CONCHILLAS y COLONIA representan la zona interior del Estuario del Río de la Plata (más cercana al continente), T-ESTE en la zona costera del océano Atlántico (más cercana al continente), RECALADA en la zona de exterior del estuario del Río de la Plata lejos de la costa, y OB en la zona intermedia-exterior del Estuario del Río de la Plata en una ubicación mar adentro.

Se propuso una media lineal sobre la grilla, combinando todas las medidas satelitales horarios de velocidad del viento a 10 m del JSsD (*Joined Satellites Data*), que considera 14 satélites: SSM/I f15, SSM/IS f16, f17 y f18, TRMM, AQUA, Coriolis, GCOM-W1, GPM y los satélites *Copernicus*: METOP-A, METOP-B, METOP-C, SCATSAT, y HY-2B. Durante el periodo de estudio se realizaron simulaciones WRF. Tras comparar los datos de satélite y las simulaciones WRF con las mediciones de boyas, se encontraron valores mejores de MBE y MAE con JSsD en comparación con las simulaciones WRF, especialmente con la boya OB. Tras el análisis, se puede afirmar que los datos de JSsD pueden considerarse datos de observación del viento fiables. La región offshore más cercana, cerca de la costa del océano Atlántico, mostró los valores de correlación más altos entre WRF y JSsD con un coeficiente de correlación de aproximadamente 0,8. En el interior del Río de la Plata, se obtuvo una pobre correlación entre WRF y JSsD. Lejos de la costa, la región offshore del océano Atlántico mostró una variación suave en los valores de correlación, que oscilaron entre 0,71 y 0,77. Estos patrones fueron observados en cada uno de los tres esquemas de parametrización analizados. Se presenta un mapa del viento en superficie offshore utilizando directamente los datos horarios de velocidad del viento satelitales del JSsD.

Se observaron mayores vientos en superficie en las estaciones de verano y otoño.

Capítulo 8. Conclusiones

Los puntos de la cuadrícula del océano Atlántico interior mostraron los valores más altos de velocidad del viento, mientras que los puntos sobre Estuario Intermedio-Interior mostraron los niveles más bajos de velocidad. La variación de los recursos eólicos se evaluó mediante un mapa estacional de velocidad media del viento, que mostró una pequeña variación de los recursos para el periodo analizado. La región cercana a la costa del océano Atlántico muestra un recurso eólico significativo, con velocidad media anual de 6,93 m/s a 10 m sobre el nivel del mar. Se presentó la distribución de probabilidad de velocidades de viento y su respectivo ajuste mediante la función de densidad de probabilidad de Weibull. Para ello se emplean velocidades de viento obtenidas del JSsD sobre la región más significativa del dominio.

Posteriormente, se realiza un análisis de la velocidad de viento en altura. En una primera instancia, se analiza el valor medio de la velocidad y de la dirección del viento, donde se concluye que con el aumento en la resolución espacial del modelo WRF no se obtuvo mejores resultados que empleando el dominio con menor resolución. A su vez, para la representación del valor medio de la velocidad en altura, el modelo de reanálisis ERA5 presenta un mejor desempeño con respecto al modelado WRF. Sin embargo, el modelo WRF es inicializado con datos de GFS, por lo tanto, su desempeño es comparable al que obtendría siendo empleado como pronóstico de vientos offshore con horizonte temporal de 24 horas, empleando las mismas parametrizaciones que el pronóstico operativo de energía eólica onshore. En el análisis de direcciones de viento, ambos modelos obtuvieron buenos resultados, donde los datos de reanálisis presentaron mejores resultados en correlación y demás estimadores de error. Como resultado del análisis del gradiente de velocidades de viento, si bien se obtuvieron resultados similares en los valores de las medianas entre los modelos y los datos observados, se observa que existe una gran dispersión en los ciclos diarios observados, una característica que los modelos WRF y ERA5 no lograron representar. En este aspecto, el modelo WRF presenta mayor potencial para representar la dispersión observada que el modelo de reanálisis por sí solo.

Por último, se realiza un breve análisis de estabilidad del viento en la región de la Terminal del Este, encontrando una evolución de ΔT inverso al que se esperaría observar en tierra, siendo mucho más marcado empleando vientos onshore que los obtenidos empleando vientos offshore. Al analizar el ciclo diario con vientos offshore, se encuentran algunas compatibilidades con lo observado en con el cortante de velocidades en La Paloma, en especial para las estaciones de otoño y verano. Sin embargo, puede haber una afectación de las temperaturas de aire en el caso de que la subcapa rugosa desarrollada por el cambio de terreno mar - monte - rural lograra desarrollarse hasta cubrir la altura de la medición de temperatura en tierra. Esta afectación no es relevante para el análisis realizado para vientos onshore, donde igualmente será esperable que la diferencia de temperaturas tienda a reducirse a medida que se aleja de la costa.

En lo que corresponde a trabajos futuros, existen varios caminos que se pueden recorrer con el fin de mejorar desempeño en el modelado de vientos offshore, en especial para la construcción de un mapa del recurso offshore de Uruguay. Se debe verificar si el aumento de la resolución espacial de ERA5 empleando WRF incurre en mejoras en el desempeño del modelado de vientos. Por otro lado, en trabajos anteriores se ha repor-

tado el uso de modelos acoplados atmósfera/océano, los cuales han reportado mejores estimaciones del recurso eólico comparado con el desempeño del modelo atmosférico desacoplado.

Por último, un aspecto muy importante para lograr una mejor estimación del recurso eólico offshore consiste en la realización de campañas de medición de viento en altura en el territorio marítimo uruguayo. Con esta información se podrá realizar análisis de mayor calidad del clima de vientos en altura, y se podrán vincular los vientos en superficie, obtenidos en este trabajo, con vientos en niveles superiores. En este sentido, la realización de campañas de medición mar adentro en zonas alejadas de la costa (en boyas, islas o plataformas) debería ser beneficiosa para desarrollar una mayor comprensión del recurso eólico offshore regional.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Referencias

- (2022). Iec 61400-12. Wind turbines - Part 12: Power performance measurements of electricity-producing wind turbines.
- Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII) (2023). Convocatoria a proyectos de hidrógeno verde. <https://www.anii.org.uy/apoyos/innovacion/303/convocatoria-a-proyectos-de-hidrogeno-verde/>. Accedido el 23 de marzo de 2023.
- AleaSoft Energy Forecasting (2023). The drop in the lcoe of renewable energies in the past decade drives the energy transition. Accessed June 27, 2025. Translated from English to Spanish via Google Translate.
- Andrade, J., de Almeida, E., Gutiérrez, R., and Weschenfelder, F. (2024). Caracterización del recurso eólico offshore en uruguay utilizando datos de reanálisis era5. In *XII Congresso Nacional de Engenharia Mecânica (CONEM 2024)*, Natal, Brasil. Universidad Tecnológica, Uruguay. Versión aceptada. Acceso abierto bajo licencia CC BY 4.0.
- Atlas, R., Hoffman, R., Leidner, S., Sienkiewicz, J., Yu, T.-W., Bloom, S., Brin, E., Ardizzone, J., Terry, J., Bungato, D., et al. (2001). The effects of marine winds from scatterometer data on weather analysis and forecasting. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 82(9):1965–1990.
- Bertoni, R., Taks, J., Echinope, V., Gaudioso, R., Laureiro, R., and Loustaunau, M. (2010). *La matriz energética: una construcción social*, volume Año I of *Art. 2*. Universidad de la República, CSIC, Montevideo. Proyecto financiado por el Fondo Universitario para Contribuir a la Comprensión Pública de Temas de Interés General (2008).
- Box, D. (2020). Kincardine floating marine wind farm (escocia). Accedido: 2025-06-27.
- Buljan, A. (2023). Mingyang commissions 16 mw offshore wind turbine with 260-metre rotor diameter in china. *offshoreWIND.biz*. Accessed via English–Spanish translation.
- Cavaleri, L., Fox-Kemper, B., and Hemer, M. (2012). Wind waves in the coupled climate system. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 93(11):1651–1661.

Referencias

- Chen, S.-H. and Sun, W.-Y. (2002). A one-dimensional time dependent cloud model. *Journal of the Meteorological Society of Japan*, 80:99–118.
- Cohen, J., Cohen, P., West, S. G., and Aiken, L. S. (2003). *Applied Multiple Regression/Correlation Analysis for the Behavioral Sciences*. Routledge, 3rd edition.
- Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) (2025). ¿qué es el protocolo de kyoto? Consultado el 23 de mayo de 2025.
- Copernicus (2011). Global ocean daily gridded sea surface winds from scatterometer. *E.U. Copernicus Marine Service Information (CMEMS)*, Marine Data Store (MDS). doi.org/10.48670/moi-00182. [Accessed 30-11-2023].
- Copernicus Climate Change Service (C3S) (2017). Era5: Fifth generation of ecmwf atmospheric reanalyses of the global climate. Accessed: 2025-05-13.
- Dao, C., Kazemtabrizi, B., and Crabtree, C. (2019). Wind turbine reliability data review and impacts on levelised cost of energy. *Wind Energy*, 22(12):1848–1871.
- Davis, N. N., Badger, J., Hahmann, A. N., Hansen, B. O., Mortensen, N. G., Kelly, M., Larsén, X. G., Olsen, B. T., Floors, R., Lizcano, G., Casso, P., Lacave, O., Bosch, A., Bauwens, I., Knight, O. J., van Loon, A. P., Fox, R., Parvanyan, T., Hansen, S. B. K., Heathfield, D., Onninen, M., and Drummond, R. (2023). The global wind atlas: A high-resolution dataset of climatologies and associated web-based application. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 104(8):E1507 – E1525.
- Dudhia, J. (1989). Numerical study of convection observed during the winter monsoon experiment using a mesoscale two-dimensional model. *Journal of Atmospheric Sciences*, 46(20):3077 – 3107.
- Dörenkämper, M., Witha, B., Steinfeld, G., Heinemann, D., and Kühn, M. (2015). The impact of stable atmospheric boundary layers on wind-turbine wakes within offshore wind farms. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 144:146–153. Selected papers from the 6th International Symposium on Computational Wind Engineering CWE 2014.
- ECMWF (2024). Era5: Data documentation. Accessed: 2024-11-15.
- Environmental Modeling Center (EMC) (2025a). Global forecast system (gfs). Accessed: 2025-05-12.
- Environmental Modeling Center (EMC) (2025b). Global forecast system (gfs) documentation. Accessed: 2025-05-12.
- Facultad de Ingeniería, Universidad de la República (2005–2006). Propuesta de programa sobre energía eólica en el uruguay. Convenio firmado con el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). Montevideo, Uruguay.

Referencias

- Facultad de Ingeniería, Universidad de la República (2008–2011). Programa de energía eólica en Uruguay. Convenio con el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), en el marco del Programa de Utilización de Energía Eólica en Uruguay (URU/07/G31). Con apoyo del Banco Mundial, el Global Environment Facility (GEF) y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD).
- Federal Maritime and Hydrographic Agency (BSH) (2025). Wind farms. https://www.bsh.de/EN/TOPICS/Offshore/Offshore_projects/Wind_farms/wind_farms_node.html. Consulted April 2025.
- Franco, I., Gutiérrez, A., and Cataldo, J. (2019). Effects of the surface and atmospheric stability on the integral length scale at a coastal site. *Boundary-Layer Meteorology*, 172:317–332.
- Grell, G. A. (1993). Prognostic evaluation of assumptions used by cumulus parameterizations. *Mon. Wea. Rev.*, 121:764–787.
- Grell, G. A. and Dévényi, D. (2002). A generalized approach to parameterizing convection combining ensemble and data assimilation techniques. *Geophysical Research Letters*, 29(14):38–1–38–4.
- Guerrero, R. A., Acha, E. M., Framin˜an, M. B., and Lasta, C. A. (1997). Physical oceanography of the río de la plata estuary, argentina. *Continental Shelf Research*, 17(7):727–742.
- Guo, Q., Xu, X., Zhang, K., Li, Z., Huang, W., Mansaray, L. R., Liu, W., Wang, X., Gao, J., and Huang, J. (2018). Assessing global ocean wind energy resources using multiple satellite data. *Remote Sensing*, 10(1).
- Gutiérrez, A. and Fovell, R. G. (2018). A new gust parameterization for weather prediction models. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 177:45–59.
- Hasager, C., Astrup, P., Zhu, R., Chang, R., Badger, M., and Hahmann, A. (2016). Quarter-century offshore winds from ssm/i and wrf in the north sea and south china sea. *Remote Sensing*, 8:769.
- Hersbach, H., Bell, B., Berrisford, P., Hirahara, S., Horányi, A., Muñoz-Sabater, J., Nicolas, J., Peubey, C., Radu, R., Schepers, D., Simmons, A., Soci, C., Abdalla, S., Abellan, X., Balsamo, G., Bechtold, P., Biavati, G., Bidlot, J., Bonavita, M., De Chiara, G., Dahlgren, P., Dee, D., Diamantakis, M., Dragani, R., Flemming, J., Forbes, R., Fuentes, M., Geer, A., Haimberger, L., Healy, S., Hogan, R. J., Hólm, E., Janisková, M., Keeley, S., Laloyaux, P., Lopez, P., Lupu, C., Radnoti, G., de Rosnay, P., Rozum, I., Vamborg, F., Villaume, S., and Thépaut, J.-N. (2020). The era5 global reanalysis. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 146(730):1999–2049.
- HIF Global (2025). Paysandú location. Página web. Accedido el 10 de julio de 2025.

Referencias

- Hong, S.-Y., Lim, K.-S., Yong-Hee, L., Jong-Chul, H., Hyung-Woo, K., Sook-Jeong, H., and Dudhia, J. (2010). Evaluation of the wrf double-moment 6-class microphysics scheme for precipitating convection. *Advances in Meteorology*, 2010.
- Horta, R., Silveira, L., and Horta, G. (2013). Energías renovables y desarrollo: Implicancias para las escuelas de negocios. el caso de uruguay. *Trabajo presentado en ResearchGate*. Disponible en ResearchGate.
- Hristov, T. and Ruiz-Plancarte, J. (2014). Dynamic balances in a wavy boundary layer. *Journal of Physical Oceanography*, 44(12):3185 – 3194.
- Hsu, S., Meindl, E. A., and Gilhousen, D. B. (1994). Determining the power-law wind-profile exponent under near-neutral stability conditions at sea. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 33(6):757–765.
- Iacono, M. J., Delamere, J. S., Mlawer, E. J., Shephard, M. W., Clough, S. A., and Collins, W. D. (2008). Radiative forcing by long-lived greenhouse gases: Calculations with the aer radiative transfer models. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 113(D13).
- International Renewable Energy Agency (IRENA) (2024). Renewable power generation costs in 2023. Accedido el 27 de junio de 2025.
- Janjić, Z. I. (1994). The step-mountain eta coordinate model: Further developments of the convection, viscous sublayer, and turbulence closure schemes. *Monthly weather review*, 122(5):927–945.
- Kain, J. S. (2004). The kain–fritsch convective parameterization: An update. *Journal of Applied Meteorology*, 43(1):170 – 181.
- Lazard Inc. (2025). Lazard’s levelized cost of energy+ (lcoe+) – june 2025. 18^a edición; análisis comparativo de LCOE de tecnologías de generación, almacenamiento y costes de firmeza.
- Letcher, T. M., editor (2023). *Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines*. Academic Press, Cambridge, MA. Copyright © 2023 Elsevier Inc. All rights reserved.
- Li, H., Claremar, B., Wu, L., Hallgren, C., Körnich, H., Ivanell, S., and Sahlée, E. (2021). A sensitivity study of the wrf model in offshore wind modeling over the baltic sea. *Geoscience Frontiers*, 12(6):101229.
- Manta, G., Barreiro, M., and Renom, M. (2021). Climatología de la brisa marina en uruguay. *Meteorológica*, 46(1):e002.

Referencias

- Mears, C., Lee, T., Ricciardulli, L., Wang, X., and Wentz, F. (2022). Improving the accuracy of the cross-calibrated multi-platform (ccmp) ocean vector winds. *Remote Sensing*, 14(17).
- Meissner, T., Ricciardulli, L., and Wentz, F. (2018). Remote sensing systems smap daily sea surface winds speeds on 0.25 deg grid, version 01.0. final. remote sensing systems, santa rosa, ca. available online at www.remss.com/missions/smap/. [accessed 30 11 2023].
- Meissner, T. and Wentz, F. J. (2012). The emissivity of the ocean surface between 6 and 90 ghz over a large range of wind speeds and earth incidence angles. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 50(8):3004–3026.
- Mesoscale and Microscale Meteorology Laboratory (2025). Weather research and forecasting (wrf) model. Accessed: 2025-05-12.
- Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) (2022). Hoja de ruta del hidrógeno verde en uruguay. Documento elaborado por el grupo interinstitucional coordinado por el MIEM con el apoyo del BID.
- Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) (2023). Segunda transición energética y movilidad eléctrica. Consultado el 23 de mayo de 2025.
- Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), Uruguay (2021). Monitor energético. Technical report, MIEM – Dirección Nacional de Energía. Informe técnico con estadísticas e indicadores del sector energético.
- Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), Uruguay (2023). *Balance Energético Nacional 2023*. MIEM – Dirección Nacional de Energía, Montevideo, Uruguay.
- Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), Uruguay (2024). Se presenta la concreción de la primera planta de hidrógeno verde en uruguay. Comunicado de prensa. Emitido por MIEM.
- Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), Uruguay (2025a). Otros beneficios aplicables a vehículos eléctricos. <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/politicas-y-gestion/otros-beneficios-aplicables-vehiculos-electricos>. Consultado el 30 de junio de 2025.
- Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), Uruguay (2025b). *Políticas Energéticas 2005–2030*. MIEM – Dirección Nacional de Energía, Montevideo, Uruguay.
- Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), Uruguay (2025c). Proyectos de hidrógeno verde y derivados en uruguay. Página web. Accedido el 10 de julio de 2025.

Referencias

- Mlawer, E. J., Taubman, S. J., Brown, P. D., Iacono, M. J., and Clough, S. A. (1997). Radiative transfer for inhomogeneous atmospheres: Rrtm, a validated correlated-k model for the longwave. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 102(D14):16663–16682.
- Moncada, M. (2024). El proyecto megawind perfecciona los grandes monopilotes que sustentarán el desarrollo de la eólica marina. *Energías Renovables*. Consultado el 27 de junio de 2025.
- Möller, O. O., Piola, A. R., Freitas, A. C., and Campos, E. J. (2008). The effects of river discharge and seasonal winds on the shelf off southeastern south america. *Continental Shelf Research*, 28(13):1607–1624. Synoptic characterization of the Southeastern South American Continental shelf: The NICOP/Plata Experiment.
- Naciones Unidas (1998). Protocolo de kioto de la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático. Documento oficial en español publicado por la CMNUCC.
- Naciones Unidas (2025). Causas y efectos del cambio climático. Consultado el 23 de mayo de 2025.
- Nakanishi, M. and Niino, H. (2006). An Improved Mellor Yamada Level-3 Model: Its Numerical Stability and Application to a Regional Prediction of Advection Fog. *Boundary-Layer Meteorology*, 119(2):397–407.
- NASA Earth Observing System Data and Information System (EOSDIS) (2025a). Data processing levels. Página web. Consultado el 2 de julio de 2025.
- NASA Earth Observing System Data and Information System (EOSDIS) (2025b). Synthetic aperture radar (sar). Página web. Consultado el 2 de julio de 2025.
- National Centers for Environmental Prediction (NCEP) (2025). Model analyses and guidance (mag). Accessed: 2025-05-12.
- Nesmachnow, S. and Iturriaga, S. (2019). Cluster-uy: Collaborative scientific high performance computing in uruguay. pages 188–202.
- Ning, X., Paskyabi, M. B., Bui, H. H., and Panchah, M. M. (2023). Evaluation of sea surface roughness parameterization in meso-to-micro scale simulation of the offshore wind field. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 242:105592.
- Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP), Uruguay (2019). Presente y futuro de las energías renovables en uruguay. Informe técnico.
- Park, G. W. (2025). Gemini wind park. Consultado: 2025-06-27.

Referencias

- Poder Ejecutivo de Uruguay (2022). Resolución n.º 246/022 - implementación del programa h2u para el desarrollo del hidrógeno verde en Uruguay. Publicado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM).
- Poder Ejecutivo de Uruguay (2024). Decreto n.º 694/2024 - asignación de Áreas offshore para evaluación de hidrógeno verde. Publicado en el sitio oficial de la Presidencia de la República Oriental del Uruguay.
- Porchetta, S., noz Esparza, D. M., Munters, W., van Beeck, J., and van Lipzig, N. (2021). Impact of ocean waves on offshore wind farm power production. *Renewable Energy*, 180:1179–1193.
- Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) (2025). ¿qué es la transición hacia una energía sostenible y por qué es clave para combatir el cambio climático? Publicado en Climate Promise - PNUD.
- Proyecto BID-CONICYT No 116 (1996–2001). Estudio de la factibilidad del uso de la energía de origen eólico: Implementación de una planta eólica piloto. Proyecto de investigación financiado por BID-CONICYT. Montevideo, Uruguay.
- REMSS (2023). Remote sensing systems. <https://www.remss.com/measurements/wind/>. [Accessed 14 December 2023].
- Riebeek, H. (2009). Catalog of earth satellite orbits. <https://earthobservatory.nasa.gov/features/OrbitsCatalog>. Publicado el 4 de septiembre de 2009. Consultado el 14 de mayo de 2025.
- Silveira, V. and Gutiérrez, A. (2023). Evaluating the accuracy of wrf simulations for vertical wind profiles at coastal locations: A comparison of measurement data and pbl schemes. In *16th International Conference on Wind Engineering. ICWE16*.
- Silveira, V., Sarazola, I., Gutiérrez, A., and Fossati, M. (2025). Offshore surface wind map in río de la plata and atlantic ocean shelf. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 258:106002.
- Simionato, C., Moreira, D., piedra cueva, I., Fossati, M., Guerrero, R., Campos, T., Balestrini, C., Cayocca, F., Gohin, F., and Repecaud, M. (2011). Proyecto freplata – ffem modelado numérico y mediciones in-situ y remotas de las transferencias de sedimentos finos a través del río de la plata. parte a: Adquisición de datos. *Frente Marítimo*, 22:109–136.
- Skamarock, W. C., Klemp, J. B., Dudhia, J., Gill, D. O., Liu, Z., Berner, J., Wang, W., Powers, J. G., Duda, M. G., Barker, D. M., et al. (2019). A description of the advanced research wrf model version 4. *National Center for Atmospheric Research: Boulder, CO, USA*, 145:145.

Referencias

- SWAN (2023). Simulating waves nearshore. <https://swanmodel.sourceforge.io/>. [Accessed 14 December 2023].
- Teixeira, L., Soares, P., Medeiros, L., Pereira, J., Souza, R., Pezzi, L., Sampaio, G., Dourado, D., and Costa, P. (2024). Investigation of the impact of ocean circulation on the diurnal variability of the marine atmospheric boundary layer over the southeastern brazilian shelf. *Research Square*. Preprint.
- Thompson, G., Field, P. R., Rasmussen, R. M., and Hall, W. D. (2008). Explicit forecasts of winter precipitation using an improved bulk microphysics scheme. part ii: Implementation of a new snow parameterization. *Monthly Weather Review*, 136(12):5095 – 5115.
- Tomasini, J. (2025). Offshore hydrogen in uruguay. Presentation at the World Hydrogen Summit 2025. Presented on 22 May 2025 at Rotterdam Ahoy, Rotterdam, Netherlands.
- Tumse, S., Bilgili, M., Yildirim, A., and Sahin, B. (2024). Comparative analysis of global onshore and offshore wind energy characteristics and potentials. *Sustainability*, 16(15).
- United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) (2025). El acuerdo de parís. Página web. Accedido el 30 de junio de 2025.
- U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency Renewable Energy (2024). Wind turbines: the bigger, the better. Blog post. Actualizado en agosto de 2024; accesado el 27 de junio de 2025.
- Vinhoza, A. and Schaeffer, R. (2021). Brazil’s offshore wind energy potential assessment based on a spatial multi-criteria decision analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 146:111185.
- Wang, H., Zhu, J., Lin, M., Zhang, Y., and Chang, Y. (2020). Evaluating chinese hy-2b hscat ocean wind products using buoys and other scatterometers. *IEEE Geoscience and Remote Sensing Letters*, 17(6):923–927.
- Wang, Q., Luo, K., Wu, C., Tan, J., He, R., Ye, S., and Fan, J. (2023). Inter-farm cluster interaction of the operational and planned offshore wind power base. *Journal of Cleaner Production*, 396:136529.
- Wentz, F., Gentemann, C., and Hilburn, K. (2015a). Remote sensing systems trmm tmi daily environmental suite on 0.25 deg grid, version 7.1. remote sensing systems, santa rosa, ca. available online at www.remss.com/missions/tmi. [accessed 30 11 2023].
- Wentz, F., Hilburn, K., and Smith, D. (2012). Remote sensing systems dmosp ssm/i and ssmis daily environmental suite on 0.25 deg grid, version 7. remote sensing systems, santa rosa, ca. available online at www.remss.com/missions/ssmi. [accessed 30 11 2023].

Referencias

- Wentz, F., Meissner, T., Gentemann, C., and Brewer, M. (2014a). Remote sensing systems aqua amsr-e daily environmental suite on 0.25 deg grid, version 7. remote sensing systems, santa rosa, ca. available online at www.remss.com/missions/amsr. [accessed 30 11 2023].
- Wentz, F., Meissner, T., Gentemann, C., and K.A. Hilburn, J. S. (2014b). Remote sensing systems gcom-w1 amsr2 daily environmental suite on 0.25 deg grid, version 8.2. remote sensing systems, santa rosa, ca. available online at www.remss.com/missions/amsr. [accessed 30 11 2023].
- Wentz, F., Meissner, T., Scott, J., and Hilburn, K. (2015b). Remote sensing systems gpm gmi daily environmental suite on 0.25 deg grid, version 8.2. remote sensing systems, santa rosa, ca. available online at www.remss.com/missions/gmi. [accessed 30 11 2023].
- Wentz, F., Ricciardulli, L., C Gentemann, T. M., Hilburn, K., and Scott, J. (2013). Remote sensing systems coriolis windsat daily environmental suite on 0.25 deg grid, version 7.0.1, [indicate subset if used]. remote sensing systems, santa rosa, ca. available online at www.remss.com/missions/windsat. [accessed 30 11 2023].
- Wentz, F. J. and Meissner, T. (2000). Algorithm theoretical basis document (atbd) version 2: Amstr ocean algorithm. Technical report, Remote Sensing Systems.
- World Resources Institute (WRI) (2025). ¿qué es el balance mundial y cómo puede acelerar la acción climática? Artículo en línea. Accedido el 30 de junio de 2025.
- WPS-V4 (2023). Wps v4 geographical static data downloads page. Accessed: 2023-07-01.
- Wu, C., Wang, Q., Luo, K., and Fan, J. (2022). Mesoscale impact of the sea surface on the performance of offshore wind farms. *Journal of Cleaner Production*, 372:133741.
- Wu, L., Breivik, O., and Rutgersson, A. (2019). Ocean-wave-atmosphere interaction processes in a fully coupled modeling system. *Journal of Advances in Modeling Earth Systems*, 11:3852–3874.
- Wu, L., Shao, M., and Sahlée, E. (2020). Impact of air–wave–sea coupling on the simulation of offshore wind and wave energy potentials. *Atmosphere*, 11(4).
- Ørsted A/S (2022). Hornsea 2, the world’s largest windfarm, enters full operation. News release. Accedido el 27 de junio de 2025.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Índice de tablas

2.1. Ejemplos de parques eólicos offshore: características principales	18
3.1. Niveles de procesamiento de datos satelitales. Extraído de NASA Earth Observing System Data and Information System (EOSDIS) (2025a) . . .	23
3.2. Satélites, sensores y periodos operacionales reportados considerados para este estudio, incluyendo referencias.	25
4.1. Períodos de medición de cada boya y sus respectivas coordenadas.	28
6.1. Conjunto de parametrizaciones empleados	40
6.2. Comparación cruzada entre datos de boyas y satélites para la región de Estuario Exterior	41
6.3. Comparación cruzada entre datos de boyas y satélites para la región de Estuario Interior-Intermedio. Con intervalo de confianza del 95 % calculado con la transformación de Fisher (Cohen et al., 2003).	42
6.4. Comparación cruzada entre datos de boyas y satélites para la región de la Costa Atlántica	43
6.5. Comparación de las velocidades viento a 10 m entre Boyas - WRF y Satélites	52
7.1. Conjunto de parametrizaciones empleado	60
7.2. Altura media de los primeros 8 niveles de los modelos WRF y ERA5, medidos sobre el nivel del mar.	62
7.3. Estimadores de error para la dirección del viento	65
7.4. Estimadores de error calculados para los modelos ERA5 y WRF respecto a los datos observados. Comparación entre velocidades de viento a 71.4 m.	65

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Índice de figuras

1.1. Oferta bruta de energía (izquierda) y consumo final por sectores (derecha). Elaboración propia a partir de datos del BEN Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), Uruguay (2023)	2
2.1. LCOE de turbinas onshore. Extraído de AleaSoft Energy Forecasting (2023)	12
2.2. Evolución del tamaño de turbinas eólicas onshore a lo largo de los años. Extraído de U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency Re- newable Energy (2024)	13
2.3. LCOE de turbinas offshore. Extraído de AleaSoft Energy Forecasting (2023)	14
2.4. LCOE de eólica offshore International Renewable Energy Agency (IRE- NA) (2024).	15
2.5. Ejemplos de tecnologías de fundaciones fijas para turbinas offshore: a) Apoyo por gravedad, b) Monopilote, c) Tripile, d) Jacket, e) Trípode. Modificado de de Federal Maritime and Hydrographic Agency (BSH) (2025)	16
2.6. Tecnologías predominantes de turbinas flotantes. Extraído de Internatio- nal Renewable Energy Agency (IRENA) (2024)	16
2.7. Evolución del tamaño de turbinas eólica offshore a lo largo de los años. Extraído de Moncada (2024)	17
3.1. Ejemplo de órbita polar. Extraído de Riebeek (2009)	21
3.2. Descripción de la huella satelital para el 02/01/2010, empleando intervalos de 6 horas para cuatro satélites: AQUA, y DMSP f15, f16 y f17. La barra de colores describe la superposición de las respectivas huellas en la región considerada.	24
4.1. Puntos negros indican las localizaciones de cada una de las cinco boyas analizadas: CONCHILLAS, COLONIA, OB, RECALADA, y T-ESTE. . .	28
4.2. Localización de la torre	29
4.3. Descripción de la torre	29
4.4. Esquema de subcapa generada para las zonas A y B indicadas en la figura 4.5. Figura extraída de Franco et al. (2019)	30
4.5. Coeficiente de arrastre en función de la dirección del viento. Figura ex- traída de Franco et al. (2019)	30

Índice de figuras

6.1. Ciclo diario estacional (Verano, Otoño, Invierno, Primavera) de las mediciones de la velocidad media; En azul COLONIA, en naranjado CONCHILLAS, en rojo T-ESTE, en violeta RECALADA, y OB en verde.	36
6.2. Disponibilidad de datos para todos los satélites, incluyendo la conjunción de los datos de todos los datasets.	37
6.3. Regiones definidas para la división de los datos por satélite para comparación con boyas, para la aplicación de la media espacial: Estuario interior-intermedio (líneas azules), Estuario exterior (líneas verdes) y Costa oceánica (líneas rojas).	38
6.4. Dominio anidado WRF	39
6.5. Ilustración JSsD	45
6.6. Ciclos estacionales de los estimadores de error MAE y MBE para OB. Se presenta en líneas discontinuas el intervalo de confianza (CI) del 95 %. La disponibilidad de datos se presenta con barras grises. Velocidades de viento de OB escaladas a 10 m.	46
6.7. Ciclos estacionales de los estimadores de error MAE y MBE para T-ESTE. Se presenta en líneas discontinuas el intervalo de confianza (CI) del 95 %. La disponibilidad de datos se presenta con barras grises. Velocidades de viento de T-ESTE escaladas a 10 m.	47
6.8. Ciclo diario estacional del coeficiente de correlación entre velocidades de viento respectivamente entre cada parametrización Silveira and Gutiérrez (2023), Li et al. (2021) y Porchetta et al. (2021) (velocidad a 10 m) y las mediciones correspondientes en las boyas COLONIA (azul), CONCHILLAS (naranja), OB (verde), y T-ESTE (rojo)	50
6.9. Número de datos horarios de velocidad del viento JSsD disponibles para el dominio compatible con WRF. Satélites empleados: DMSP f15, f16, f17 y f18, TRMM, AQUA, Coriolis, GCOM-W1, GPM y los satélites de Copernicus: METOP-A, METOP-B, METOP-C, SCATSAT, e HY-2B.	53
6.10. Mapa de correlación de velocidades de viento a 10 m entre WRF y JSsD (satélites empleados: DMSP f15, f16, f17 y f18, TRMM, AQUA, Coriolis, GCOM-W1, GPM y los satélites de Copernicus: METOP-A, METOP-B, METOP-C, SCATSAT, e HY-2B) - esquemas de parametrización empleados: a) Silveira and Gutiérrez (2023), b) Li et al. (2021), y c) Porchetta et al. (2021).	54
6.11. Mapas estacionales de MBE de la velocidad de viento a 10 m entre JSsD y WRF para todos los esquemas de parametrización.	55
6.12. Mapa de vientos estacionales de JSsD a 10 m. Satélites empleados: DMSP f15, f16, f17 y f18, TRMM, AQUA, Coriolis, GCOM-W1, GPM y satélites de Copernicus: METOP-A, METOP-B, METOP-C, SCATSAT y HY-2B.	56

6.13. Mapa del viento medio de JSsD a 10 m (izquierda) y PDF sobre la región marcada en rojo, ajustado con la distribución de Weibull (derecha). DMSP f15, f16, f17 y f18, TRMM, AQUA, Coriolis, GCOM-W1, GPM y los satélites de Copernicus METOP-A, METOP-B, METOP-C, SCATSAT y HY-2B.	57
6.14. Mapa de desviación estacional interanual del viento a 10 m ($\frac{\sigma_v}{\bar{v}}$) con JSsD. Normalizado con el viento medio. Satélites empleados: DMSP f15, f16, f17 y f18, TRMM, AQUA, Coriolis, GCOM-W1, GPM y los satélites de Copernicus: METOP-A, METOP-B, METOP-C, SCATSAT y HY-2B.	58
7.1. Eventos offshore de 24 horas registrados por la estación costera, agrupados mensualmente.	60
7.2. Dominio anidado WRF sobre la torre de medición La Paloma. Resoluciones de dominios de 12-4-1.3 km, respectivamente.	61
7.3. Ejemplo de eventos de 24 horas seleccionados. Empleando simulaciones WRF con el dominio de 12 km	62
7.4. Ejemplo de eventos de 24 horas seleccionados. Empleando simulaciones WRF con el dominio de 4 km	63
7.5. Ejemplo de eventos de 24 horas seleccionados. Empleando simulaciones WRF con el dominio de 1.3 km	63
7.6. Rosa de los vientos para cada dataset. Calculada a 10 m para modelos WRF y ERA5, y a 45/4 m para los datos observados.	64
7.7. Módulos de velocidades observadas vs simuladas a 71.4 m s.n.m.	66
7.8. Ciclo diario del módulo de velocidades para el anemómetro superior (71.4 m.s.n.m). Realizado para eventos de 24 horas entre las direcciones 55 ^o - 235 ^o	67
7.9. Boxplots de los ciclos diarios estacionales del gradiente vertical.	68
7.10. Mediana de los ciclos diarios estacionales del gradiente vertical.	69
7.11. Diferencia entre las medianas de los ciclos diurnos de gradiente vertical.	69
7.12. Estación de medición en tierra de Terminal del Este.	71
7.13. Localización de la boya de Terminal del Este en comparación con la torre de La Paloma.	71
7.14. Ciclo diario de diferencia de temperaturas de aire a 20 m (T_{20m}) y la temperatura superficial del agua (SST) en Terminal del Este. Evaluado para vientos offshore.	73
7.15. Ciclo diario de diferencia de temperaturas de aire a 20 m (T_{20m}) y la temperatura superficial del agua (SST) en Terminal del Este. Evaluado para vientos onshore.	74

Esta es la última página.
Compilado el lunes 6 octubre, 2025.
<http://iie.fing.edu.uy/>