

## ESTIMACIÓN NUMÉRICA DEL POTENCIAL EÓLICO EN LA REGIÓN DE AYSÉN

#### **POR**

#### JESSICA VIVIANA CRISÓSTOMO BELMAR

Tesis presentada a la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Concepción para optar al título profesional de Meteorólogo

Profesor Guía: Dr. Hector Hito Andrés Sepúlveda Allende

> Abril, 2021 Concepción, Chile

## ©2021 JESSICA VIVIANA CRISÓSTOMO BELMAR

Se autoriza la reproducción total o parcial, con fines académicos, por cualquier medio o procedimiento, incluyendo la cita bibliográfica del documento.

### UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA

## ESTIMACIÓN NUMÉRICA DEL POTENCIAL EÓLICO EN LA REGIÓN DE AYSÉN

#### **POR**

#### JESSICA VIVIANA CRISÓSTOMO BELMAR

Habilitación Profesional para optar al Título de Meteorólogo

Profesora Guía: Dr. Hector Hito Andrés Sepúlveda Allende

Comisión Evaluadora: Dr. Dante Róbinson Figueroa Martínez Dr. Aldo Manuel Montecinos Gula





Dedicado a mis padres, Viviana y Marcelo, por su apoyo incondicional y su gran amor.

### **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a mis padres, por su incondicional cariño y apoyo durante este proceso de aprendizaje, por motivarme siempre y porque desde pequeña me han animado a seguir mis sueños.

A mis amigos de toda la vida, Valentina y Fernando, que siempre han estado ahí, apoyándome desde la distancia y alentándome siempre que lo necesité.

A los amigos que me regaló la carrera, en especial a Natalia, mi amiga desde los primeros días de universidad, con quien compartí más de una conversación emocional y tardes de estudio; a Pablo y Matías, nunca olvidaré nuestras nuestras anécdotas y por sobre todo nuestra confianza.

Gracias a mi profesor guía, Andrés Sepúlveda, por su paciencia, preocupación, disposición, y su constante ayuda para realizar este trabajo.

Al proyecto FONDECYT N°1181155 "A near-surface wind field climatology for Marine Energy assessment in Western Patagonia" y su director, Cristian Mattar, por el financiamiento de esta tesis y la oportunidad de desarrollarla.

Al NLHPC por el espacio que proporcionaron en Leftraru para el desarrollo de esta tesis. "Powered@NLHPC: Esta tesis fue parcialmente apoyada por la infraestructura de supercómputo del NLHPC (ECM-02)"

#### **RESUMEN**

La Región de Aysén posee una geografía irregular y una diversidad de relieves entre canales, fiordos, montañas y glaciares; esto provoca que los asentamientos poblacionales se encuentren muy distantes entre ellos, dificultando así la conectividad dentro de la región y por ende la distribución de energía eléctrica. En la región se utiliza principalmente energía en base a combustibles fósiles, los cuales son importados o provienen de otras regiones del país; una posible alternativa para la generación de energía en la región es considerar su gran potencial energético renovable destacando la biomasa, el agua y el viento.

Entre las opciones está utilizar aerogeneradores para producir energía eléctrica mediante el viento de la zona, dado que en el sector oriente de la región existen muchos lugares donde el viento medio supera los 10 ms<sup>-1</sup>, lo cual favorece el rendimiento de los aerogeneradores.

Debido a la escasez de datos meteorológicos (y por ende escasez de datos de vientos) en la región, es que se utilizan modelos numéricos para desarrollar prospecciones eólicas. En este estudio se utilizó el modelo *Weather Research and Forecasting* (WRF), considerando como forzante datos ERA5 y un dominio anidado, para generar campos de vientos en la región durante el primer semestre del año 2019 y así estimar el potencial eólico utilizando como referencia el aerogenerador Vestas V90/2000, el cual posee una área de barrido de  $6.362 \, m^2$ . Para la validación del modelo se utilizaron observaciones de 8 estaciones meteorológicas a  $10 \, \text{m}$  de altura a las cuales se les aplicó un control de calidad mediante el uso del paquete dataresqc implementado en el software  $\mathbf{R}$ .

El modelo tiende a sobrestimar la intensidad del viento en casi todas las estaciones meteorológicas a excepción de la estación Tamelaike y Ñirehuao, las cuales se ubican en el sector oriente de la región, cercanas a la zonas precordilleranas. Se obtienen valores de RMSE igual a 2,07 ms<sup>-1</sup> y un coeficiente de discriminación de  $r^2$  igual a 0,56 como los mejores resultados. En cuanto al potencial eólico, se obtuvieron diferencias de 0,01 MW en el potencial eólico medio, 2,68 Wm<sup>-2</sup> en densidad de potencia eólica y 15,5 MWh para la generación mensual en los mejores casos. Además, durante los seis meses existen dos zonas (la primera zona entre los 46,5 °S - 47,5°S y 73 °O - 74 °O, correspondiente al Campo de Hielo Norte y sus alrededores, y la segunda zona entre 48,5 °S - 49 °S y 73 °O - 74 °O, en donde se ubica la Zona Norte del Campo de Hielo Sur y sus cercanías) donde el potencial eólico alcanza valores de hasta 15 MW. Estas áreas podrían ser zonas potenciales para la generación de energía eólica.

## **Índice General**

Agradecimientos			V	
Resumen				VII
Índice de Figuras				
Ín	dice d	le Tabla	as 2	XVII
1.	Intro	oducció	on.	1
	1.1.	Región	n de Aysén	1
		1.1.1.	Topografía de la región	2
		1.1.2.	Clima Región de Aysén	4
		1.1.3.	Matriz energética	6
	1.2.	Energí	ía eólica	9
		1.2.1.	Aerogeneradores	10
2.	Obje	etivos e	Hipótesis	11
	2.1.	Objetiv	vos	11
		2.1.1.	Objetivo General	11

## ÍNDICE GENERAL

		2.1.2.	Objetivos específicos	12
3.	Meto	odología	a e e e e e e e e e e e e e e e e e e e	13
	3.1.	Modelo	o de simulación WRF	13
		3.1.1.	Modelo WRF-ARW	14
		3.1.2.	Condiciones iniciales y condiciones de borde	18
		3.1.3.	Parametrizaciones	18
		3.1.4.	Dominio	22
	3.2.	Validad	ción	23
		3.2.1.	Datos de validación	23
			3.2.1.1. Control de calidad de datos de las estaciones meteorológicas	24
		3.2.2.	Estadísticos	25
	3.3.	Potenc	ial eólico	27
		3.3.1.	Aerogenerador Vestas V90/2000	30
4.	Resu	ıltados		33
	4.1.	Validad	ción del Modelo WRF	34
		4.1.1.	Control de calidad de datos	34
		4.1.2.	Series de tiempo	35
		4.1.3.	Rosa de vientos	36
		4.1.4.	Estadísticos	47
	4.2.	Potence	ial Eólico	51
		4.2.1.	Enero	51

## ÍNDICE GENERAL

	4.2.2.	Febrero	53		
	4.2.3.	Marzo	55		
	4.2.4.	Abril	57		
	4.2.5.	Mayo	59		
	4.2.6.	Junio	61		
	4.2.7.	Distribución espacial del potencial eólico medio	62		
5.	Discusión		65		
6.	Conclusion	es	69		
Bil	Bibliografía				
Bil	Bibliografía				
Α.	A. Archivos necesarios para ejecutar WRF con datos ERA5				
В.	B. Detalle de los estadísticos utilizados				
C.	C. Control de calidad de los datos observados 8				

# Índice de Figuras

1.1.	Geomorfología, Región de Aysén: Mapa esquemático de las diferentes zonas de importancia geográfica para la Región de Aysén (Börgel Olivares, 1983)	3
1.2.	Mapa esquemático de las cuatro zonas climáticas y la zona de microclima en la Región de Aysén (Cifuentes, 2017)	6
1.3.	Matriz eléctrica de Chile en el año 2019: total nacional de la capacidad de generación eléctrica neta instalada en MW. Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE, 2019)	7
1.4.	Capacidad instalada de energía eólica a nivel global [MW], Wind Energy International (Wind, 2019)	9
1.5.	Crecimiento en el diámetro de las turbinas y su RPC (Arshad, O'Kelly, 2013).	10
3.1.	Coordenada $\sigma$ en el modelo WRF (Skamarock, Klemp, 2008)	15
3.2.	Grilla Arakawa-C para la grilla horizontal (izquierda) y vertical (derecha). $u, v$ corresponden a la velocidad horizontal y $w$ a la velocidad vertical, $\theta$ es la variable parametrizada (Skamarock, Klemp, 2008)	16
3.3.	Esquema descriptivo de los componentes de WPS y WRF. Basado en esquema de NCAR (2018)	18
3.4.	Dominio establecido para la simulación	23
3.5.	Mapa con las estaciones meteorológicas utilizadas para la validación, comparación y cálculo de potenciales	24
3.6.	Curva de potencia para aerogenerador Vestas V90/2000 (TWP, Revisado 2020).	31

## ÍNDICE DE FIGURAS

4.1.	Series de tiempo de velocidad del viento en ms <sup>-1</sup> , desde enero hasta junio de 2019, a una altura de 10 m. En rojo la serie observada y en azul la serie simulada.	•	35
4.2.	Series de tiempo de velocidad del viento en ms <sup>-1</sup> , desde enero hasta junio de 2019, a una altura de 10 m. En rojo la serie observada y en azul la serie simulada		35
4.3.	Rosa de los vientos correspondiente al mes de enero de 2019, para las estaciones La Junta, Arroyo el Gato, Ñirehuao y El Claro, con sus respectivas simulaciones.	•	36
4.4.	Rosa de los vientos correspondiente al mes de enero de 2019, para las estaciones Tamelaike, Bajada Ibañez, Cochrane y Tortel, con sus respectivas simulaciones		37
4.5.	Rosa de los vientos correspondiente al mes de febrero de 2019, para las estaciones La Junta, Arroyo el Gato, Ñirehuao y El Claro, con sus respectivas simulaciones.		38
4.6.	Rosa de los vientos correspondiente al mes de febrero de 2019, para las estaciones Tamelaike, Bajada Ibañez, Cochrane y Tortel, con sus respectivas simulaciones.	•	39
4.7.	Rosa de los vientos correspondiente al mes de marzo de 2019,para las estaciones La Junta, Arroyo el Gato, Ñirehuao y El Claro, con sus respectivas simulaciones.	•	40
4.8.	Rosa de los vientos correspondiente al mes de marzo de 2019, para las estaciones Tamelaike, Bajada Ibañez, Cochrane y Tortel, con sus respectivas simulaciones.	•	41
4.9.	Rosa de los vientos correspondiente al mes de abril de 2019, para las estaciones La Junta, Arroyo el Gato, Ñirehuao y El Claro, con sus respectivas simulaciones	•	42
4.10.	Rosa de los vientos correspondiente al mes de abril de 2019, para las estaciones Tamelaike, Bajada Ibañez, Cochrane y Tortel, con sus respectivas simulaciones.	•	43
4.11.	Rosa de los vientos correspondiente al mes de mayo de 2019, para las estaciones La Junta, Arroyo el Gato, Ñirehuao y El Claro, con sus respectivas simulaciones.	•	44

## ÍNDICE DE FIGURAS

4.12.	Rosa de los vientos correspondiente al mes de mayo de 2019, para las estaciones Tamelaike, Bajada Ibañez, Cochrane y Tortel, con sus respectivas simulaciones.	45
4.13.	Rosa de los vientos correspondiente al mes de junio de 2019, para las estaciones La Junta, Arroyo el Gato, Ñirehuao y El Claro, con sus respectivas simulaciones.	46
4.14.	Rosa de los vientos correspondiente al mes de junio de 2019, para las estaciones Tamelaike, Bajada Ibañez, Cochrane y Tortel, con sus respectivas simulaciones	47
4.15.	Mapa de los estadísticos calculados para los distintos meses estudiados. En el panel superior se muestra la raíz del error cuadrático medio (RMSE), en el panel central se tiene la desviación estándar y en el panel inferior el coeficiente entre desviaciones estándar.	49
4.16.	Mapa de los estadísticos calculados para los distintos meses estudiados. En el panel superior se muestra la correlación $(r)$ , en el panel central se tiene el coeficiente de determinación $(r^2)$ y en el panel inferior el sesgo	50
4.17.	Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para las distintas estaciones en enero 2019	51
4.18.	Parámetros de recurso eólico calculados para las distintas estaciones en enero 2019	52
4.19.	Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para las distintas estaciones en febrero 2019	53
4.20.	Parámetros de recurso eólico calculados para las distintas estaciones en febrero 2019.	54
4.21.	Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para las distintas estaciones en marzo 2019	55
4.22.	Parámetros de recurso eólico calculados para las distintas estaciones en marzo 2019	56
4.23.	Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para las distintas estaciones en abril 2019	57

### ÍNDICE DE FIGURAS

4.24.	Parámetros de recurso eólico calculados para las distintas estaciones en abril 2019	58
4.25.	Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para las distintas estaciones en mayo 2019.	59
4.26.	Parámetros de recurso eólico calculados para las distintas estaciones en mayo 2019.	60
4.27.	Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para las distintas estaciones en junio 2019	61
4.28.	Parámetros de recurso eólico calculados para las distintas estaciones en junio 2019	62
4.29.	Mapa del potencial eólico medio para los distintos meses del año 2019	63
A.1.	namelist.wps necesario para inicializar WRF con ERA5	76
A.2.	Vtable necesario para inicializar WRF con ERA5.	77

## Índice de Tablas

3.1.	Parámetros utilizados	21
3.2.	Especificaciones técnicas para el aerogenerador Vestas V90/2000 (TWP, Revisado 2020)	30
4.1.	Control de calidad de datos de velocidad y dirección del viento para las distintas estaciones meteorológicas	34
B.1.	Estadísticos calculados para las simulaciones realizadas en las estaciones meteorológicas, en el mes de enero	81
B.2.	Estadísticos calculados para las simulaciones realizadas en las estaciones meteorológicas, en el mes de febrero.	81
B.3.	Estadísticos calculados para las simulaciones realizadas en las estaciones meteorológicas, en el mes de marzo	82
B.4.	Estadísticos calculados para las simulaciones realizadas en las estaciones meteorológicas, en el mes de abril	82
B.5.	Estadísticos calculados para las simulaciones realizadas en las estaciones meteorológicas, en el mes de mayo	82
B.6.	Estadísticos calculados para las simulaciones realizadas en las estaciones meteorológicas, en el mes de junio	83

## Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Región de Aysén

La Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo corresponde a una de las 16 regiones de Chile. Se ubica entre la Región de los Lagos y la Región de Magallanes y la Antártica Chilena. La Región de Aysén se extiende entre los 43,63°S y los 49,27°S, y desde los 71,1°W hasta las aguas territoriales del Océano Pacífico, aproximadamente. Aysén corresponde a la región menos poblada, con un total de 103.158 habitantes (INE, 2019) y una densidad de 0,95 habitantes por kilómetro cuadrado. Además es la tercera región más grande luego de Magallanes y Antofagasta con una superficie de 108.494 km².

La Región de Aysén consta de 4 provincias: General Carrera, Coyhaique, Aysén y Capitán Prat; y 10 comunas: Chile Chico, Río Ibáñez, Aysén, Cisnes, Guaitecas, Coyhaique, Lago Verde, Cochrane, O'Higgins y Tortel. La capital regional y principal ciudad de la región es Coyhaique, concentrando al rededor de 49.667 habitantes (INE, 2019) lo que equivale al

48,1 % de la población total de la región.

En cuanto a las actividades económicas de Aysén se encuentran: turismo, durante el año 2016 ingresaron aproximadamente 566 mil habitantes a la región (SERNATUR, 2017); ganadería, en especial la producción ganadera de bovinos, además de ovinos, equinos, porcinos, y aves de corral; industria forestal y en menor cantidad la minería y extracción e industrialización de productos marinos.

#### 1.1.1. Topografía de la región

La topografía de la región es muy singular debido a la gran cantidad de canales marítimos y fiordos, además de la presencia de glaciares. En la región se encuentran dos campos de hielo: Campo de Hielo Patagónico Norte y Campo de Hielo Patagónico Sur, los cuales son los mayores cuerpos de hielo presentes en el hemisferio sur luego de la Antártica (Rignot et al., 2003).

En la región podemos encontrar 3 grandes áreas de importancia geográfica (BCN, Revisado 2020):

Cordillera de los Andes Patagónicos: Dentro de la Región de Aysén en la cordillera de los Andes Patagónicos se encuentran las zonas con mayores alturas, caracterizada por el Monte San Valentín con 4.058 metros sobre el nivel del mar. Esta zona contiene los extensos campos de hielo: El campo de Hielo Norte con una superficie de 4.400 km² y el campo de Hielo Sur, el cual está ubicado tanto en la Región de Aysén como en la Región de Magallanes. Además, la cordillera tiene contacto directo con el mar a través de canales, fiordos y estrechos.

- Valle longitudinal: Corresponde a la depresión intermedia del país, la cual está entre la cordillera de los Andes y la cordillera de la Costa. El valle longitudinal se encuentra sumergido como resultado de los periodos de glaciación, donde las grandes masas de hielo provocaron el hundimiento debido al peso de estas. Los mares interiores en forma de golfos y canales se formaron debido al derretimiento de estas masas de hielo debido al aumento de la temperatura.
- Cordillera de la Costa: Corresponde a una franja desmembrada, que se encuentra hundida. Sus mayores alturas dan forma a islas y archipiélagos.

A nivel más detallado, se tiene que la geomorfología de la Región de Aysén está dada por seis zonas: Cordillera Patagónica de Ventisqueros del Pacífico, Llano Central con Tectónica de Hundimiento, Cordillera Patagónica Insular, Cordillera Patagónica de Fiordos y Ríos de Control Tectónico, Cordillera Patagónica de Lagos y Ríos de Control Tectónico y Cordillera de la Costa con Tectónica de Hundimiento (Börgel Olivares, 1983) (Fig 1.1).

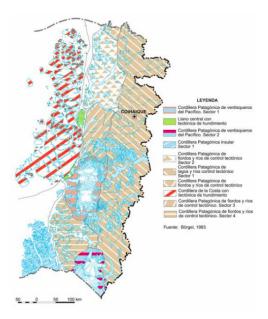


Figura 1.1: Geomorfología, Región de Aysén: Mapa esquemático de las diferentes zonas de importancia geográfica para la Región de Aysén (Börgel Olivares, 1983).

#### 1.1.2. Clima Región de Aysén

El clima característico de la Región de Aysén es el clima frío oceánico de temperaturas bajas, abundantes precipitaciones, bastante humedad y fuertes vientos. Este clima tiene una fuerte influencia del frente polar.

Las características de la topografía de la Región de Aysén producen distintos tipos de climas, generando cuatro zonas climáticas y una zona de microclima debido a la presencia de grandes lagos (Hepp, 2014).

Los tipos de climas presentes en la región son (Fig 1.2):

- Clima templado frío de costa occidental con abundante precipitación: Se caracteriza por presentar una alta pluviosidad que sobrepasan los 3000 mm al año, alcanzando en algunos sectores los 7000 mm al año (Hepp, 2014). Este clima está presente principalmente en la zona litoral o insular de Aysén (asociado a la extensa red de islas y archipiélagos situados en la zona de canales y fiordos patagónicos, excluyendo los Campos de Hielo), la cual corresponde a la zona más occidental de la región. Por otro lado, la temperatura media anual fluctúa entre los 7°C y los 9°C. Algunas de las ciudades que poseen este tipo de clima en la Región de Aysén son la ciudad de Puerto Aysén y Caleta Tortel.
- Clima continental trasandino con regeneración esteparia: Se caracteriza por presentar una disminución en la pluviosidad, la cual fluctúa entre los 600-2000 mm anuales. Este clima corresponde a una franja de unos 40 km de ancho, desarrollado en la vertiente oriental de la cordillera, es decir, desde el norte de Río Cisnes hasta el extremo sur-oriental de la región. Las temperaturas anuales varían entre los 2°C y los 14°C (Olivares, 2003). Durante el invierno las temperaturas disminuyen, generando que las

precipitaciones sean principalmente nivales. Por otro lado, en verano la temperatura es atenuada por vientos de gran intensidad que provienen de la cordillera, los cuales advectan aire frío que proviene de los hielos continentales. Una de las ciudades que posee este tipo de clima característico es la ciudad de Coyhaique.

- Clima de hielo por efecto de altura: Se caracteriza por abundante precipitación sólida, principalmente en forma de nieve, con un promedio de nieve caída de 6,7 metros por año. Este clima se localiza en las zonas más altas de la Cordillera Patagónica y se caracteriza por fuertes vientos del oeste, los cuales son más abundantes en los meses de verano (Olivares, 2003). Una de las ciudades donde predomina este tipo de clima es la ciudad de Cochrane y además esta presente en los Campos de Hielo Norte.
- Clima de estepa fría: Se caracteriza porque las precipitaciones disminuyen provocando condiciones de semiaridez durante el verano. Las precipitaciones fluctúan entre los 200 400 mm al año, con una mayor abundancia de ella en el invierno, la cual cae en forma nival. Este clima está presente en las cercanías de la frontera con Argentina, entre los paralelos 44°S-49°S. Otra característica de este clima son los fuertes vientos provenientes del oeste (SERPLAC, 2005). Una de las ciudades características con este tipo de clima es Balmaceda.
- Zona de microclima: Se caracteriza por una pluviosidad baja, con precipitaciones menores a 250 mm anuales (Hepp, 2014). Esta zona se limita a pequeñas localidades en las costas de los lagos General Carrera y Cochrane, como Chile Chico, Bahía Jara, Puerto Ibáñez, Fachinal, y la costa sur del Lago Cochrane.

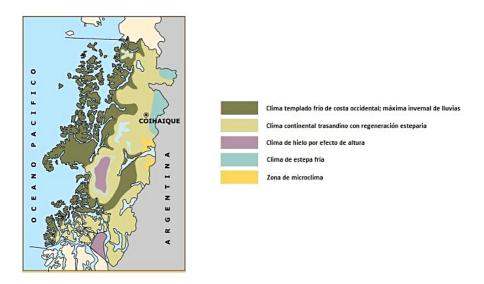


Figura 1.2: Mapa esquemático de las cuatro zonas climáticas y la zona de microclima en la Región de Aysén (Cifuentes, 2017).

#### 1.1.3. Matriz energética

La matriz energética primaria en Chile se basa en derivados del petróleo, por ende es altamente dependiente de los mercados externos para generar energía, pero gracias a sus condiciones geográficas, cuenta con un gran potencial para el desarrollo de proyectos basados en energías renovables no convencionales (ERNC), como la energía solar, eólica y geotérmica (Deloitte, 2016).

En el año 2014 se inició el desarrollo del proyecto Energía 2050 (Energía, 2014) que tiene como finalidad elaborar una hoja de ruta a largo plazo en materia de políticas energéticas. Una de las metas dentro de esta ruta es que al año 2050 la matriz energética esté constituida en un 70% de energía renovable.

Durante el año 2019 la generación eléctrica bruta en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

alcanzó un total de 77.090 GWh (99,3% del total generado a lo largo del país), donde solo el 19,4% corresponde a ERNC. Por otro lado, la capacidad instalada de generación eléctrica bruta al año 2019 asciende a 25.406 MW. De estos, 25.212 MW (99,2%) corresponden al SEN. El restante 0,8% se reparte entre los Sistemas Eléctricos Medianos (CNE, 2019).

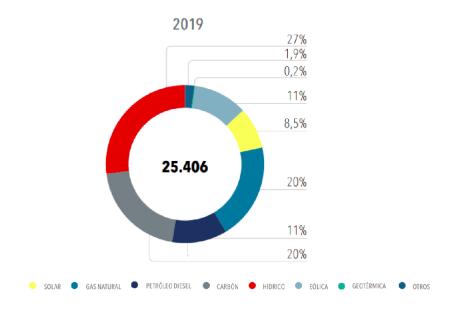


Figura 1.3: Matriz eléctrica de Chile en el año 2019: total nacional de la capacidad de generación eléctrica neta instalada en MW. Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE, 2019).

En la Región de Aysén, el sistema eléctrico corresponde a la categoría de Sistemas medianos (SSMM, son aquellos sistemas eléctricos que poseen una capacidad instalada de generación superior a 1.500 kW e inferior a 200 MW) y Sistemas Aislados (SSAA, potencia instalada de generación menor a 1,5 MW). La capacidad total instalada en la región asciende a poco más de 90 MW, esto es considerando SSMM, SSAA y la generación de electricidad de dos mineras privadas que cuentan con sus propios medios de generación en base a diésel, hidroelectricidad y energía eólica (Energía, 2018).

La región cuenta con 3 sistemas medianos: Palena, en el norte de la región; Aysén, en el

centro de la región; y General Carrera, por la zona sur del Lago General Carrera hasta Cochrane. Estos 3 sistemas suministran energía eléctrica a aquellas localidades con mayor concentración de habitantes. Debido a la geomorfología de la región, algunos asentamientos poblacionales no tiene acceso a los SSMM, y por ende son integrados a los SSAA.

En la región la empresa distribuidora Edelaysen es la que administra los principales SSAA, los cuales son: Amengual—La Tapera, Puerto Cisnes, Islas Huichas y Villa O'Higgins. Además, las municipalidades correspondientes a Melinka-Repollal, Puerto Gala, Puerto Gaviota, Raúl Marín Balmaceda y Caleta Tortel operan con con sus Sistemas Aislados.

La "Encuesta de Percepciones, Actitudes y Prácticas de los Ciudadanos de la Región de Aysén" (STATCOM, 2016) muestra que la población aysenina cree que los principales problemas del mercado energético en la región son: altos precios de electricidad y combustibles (52%), contaminación por mal uso de la leña (14%), seguridad de suministro (12%), otros (22%). También se señala que los encuestados creen que el principal desafío de la región en materias energéticas es: disminuir los precios de electricidad y combustibles (32%), incentivar uso de energías limpias (25%), mejorar calidad y seguridad del suministro (20%), disminuir la contaminación (6%), entre otros. Además, más del 50% de los encuestados conoce las fuentes eólica (84%), solar fotovoltaica (79%), hidroeléctrica de embalse (68%) e hidroeléctrica de pasada (54%), donde el 50% afirma estar de acuerdo con la construcción de proyectos en base a ERNC, donde destacan la energía eólica (88%) y la energía solar fotovoltaica (81%).

## 1.2. Energía eólica

El viento es el movimiento de masas de aire, desde áreas de mayor a menor presión, producto de las distintas temperaturas sobre la superficie terrestre (gradiente térmica). La energía cinética del viento puede transformarse en energía útil, tanto mecánica como eléctrica. La energía eólica se ha convertido en una de las ERNC clave para el cambio de la matriz energética, llegando a ser uno de los recursos renovables con mayor producción eléctrica. En el año 2019, la energía eólica global sumó 51 GW nuevos de potencia generada, cubriendo el 5.5% de la generación en el planeta (Murdock et al., 2019). Como se muestra en el gráfico de la figura 1.4, su capacidad instalada a nivel mundial alcanzó los 650 GW en el 2019.

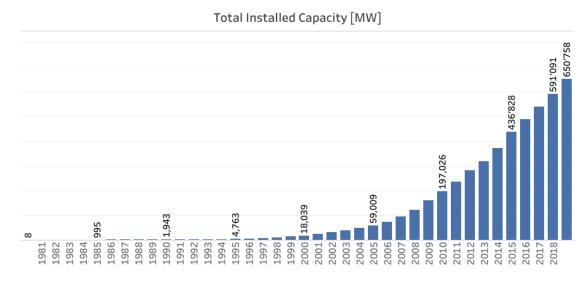


Figura 1.4: Capacidad instalada de energía eólica a nivel global [MW], Wind Energy International (Wind, 2019).

Actualmente existe una capacidad instalada para generación eléctrica de 7 MW eólicos en Aysén: 3,8 MW de Edelaysen, 1,8 MW en la mina Cerro Bayo, y otros 1,4 MW en la mina el Toqui.

#### 1.2.1. Aerogeneradores

Los aerogeneradores son los responsables de transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica. Las turbinas eólicas aprovechan la energía cinética del viento, proporcionando la fuerza motriz para hacer girar las palas de la turbina y desarrollar, por medio de un eje de transmisión, la potencia mecánica para generar electricidad (Arshad, O'Kelly, 2013).

Existen diferentes tipos de aerogeneradores, dependiendo de su potencia, la disposición del eje de rotación, el tipo de generador, etc. aunque las turbinas que presentan un mayor desempeño corresponden a las de eje horizontal de rotación con tres aspas. Además, en las últimas décadas la industria eólica ha aumentado el diámetro y la potencia RPC ("rated power capacity") de las turbinas eólicas de tres aspas como una manera de disminuir los costos en la generación eléctrica (Fig 1.5).

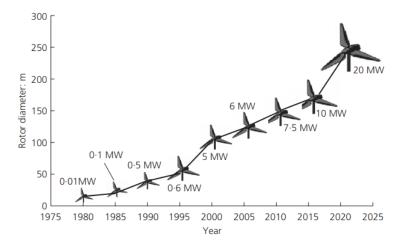


Figura 1.5: Crecimiento en el diámetro de las turbinas y su RPC (Arshad, O'Kelly, 2013).

## Capítulo 2

## Objetivos e Hipótesis

## 2.1. Objetivos

### 2.1.1. Objetivo General

El objetivo general de este trabajo es estimar el potencial eólico en la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo mediante el uso del modelo WRF.

## 2.1.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de este trabajos son:

- Simular los campos de viento para la Región de Aysén con el modelo WRF, utilizando parametrizaciones físicas empleadas en otros estudios realizados en la región.
- Comparar estadísticamente las simulaciones con respecto a datos de viento para su validación.
- Identificar zonas potenciales para la generación de energía eólica.

## Capítulo 3

## Metodología

#### 3.1. Modelo de simulación WRF

Para efectos de este trabajo se consideró el modelo Weather Research and Forecasting (WRF), en su versión 4.1.2, el cual es un modelo numérico de mesoescala, no hidrostático (la fuerza del gradiente de presión no está en equilibrio con la fuerza de gravedad, favoreciendo el libre movimiento de las parcelas de aire en la vertical), que es utilizado tanto para la investigación atmosférica de eventos pasados, como para la realización de pronósticos (Skamarock, Klemp, 2008). WRF se comenzó a desarrollar a finales de la década de 1990 mediante la colaboración de diferentes instituciones como "National Center for Atmospheric Research" (NCAR), la "National Centers for Environmental Prediction" (NCEP), la "Air Force Weather Agency" (AFWA), la "Naval Research Laboratory", la "University of Oklahoma", y la "Federal Aviation Administration" (FAA).

El modelo WRF cuenta con dos núcleos dinámicos que resuelven las ecuaciones que domi-

nan el movimiento de la atmósfera, estos núcleos son el *Nonhydrostatic Mesoscale Model* (NMM) y el *Advanced Research WRF* (ARW). El núcleo NMM fue desarrollado fundamentalmente por NCEP/EMC y mantenido por NCAR/DTC, mientras que el núcleo ARW fue desarrollado por NCAR y su mantenimiento lo realizan NCAR/MMM ("*The Mesoscale and Microscale Meteorology Laboratory*").

#### 3.1.1. Modelo WRF-ARW

Para este estudio se utilizó el núcleo ARW el cuál es no-hidrostático, compresible y conservativo. WRF-ARW determina las ecuaciones primitivas de la atmósfera en una forma implícita mediante un sistema de coordenadas Euleriano (Skamarock, Klemp, 2008), el cual consiste en tener un observador fijo respecto a la tierra, es decir, se considera un sistema de coordenadas fijo para resolver las ecuaciones primitivas, permitiendo fraccionar el área de estudio en grillas horizontales y verticales, durante intervalos de tiempo específicos (Muñoz, 2016).

#### Coordenada vertical

Las ecuaciones que utiliza WRF están desarrolladas utilizando una coordenada vertical de presión hidrostática (Skamarock et al., 2008) denominada sigma ( $\sigma$ ) (Ec 3.1), la cual sigue la forma del terreno. La variable  $\sigma$  toma valores desde 1 en la superficie hasta 0 en el límite superior del dominio del modelo (Fig 3.1). Esta variable vertical  $\sigma$  es también llamada variable vertical de masa, porque  $\sigma(x,y)$  representa la masa por unidad de área dentro de una columna en el dominio del modelo. En la versión 4 de WRF-ARW, la coordenada vertical se ha modificado para eliminar más rápidamente la influencia del terreno en las superficies de coordenadas cuando aumenta la altura sobre la superficie.

$$\sigma = \frac{(P_h - P_{ht})}{P_{hs} - P_{ht}} \in [0, 1]$$
(3.1)

donde:

 $P_h$ : componente de la presión hidrostática del aire seco, es decir, corresponde a la presión en cada nivel vertical

 $P_{hs}$ : componente de la presión hidrostática a lo largo de la superficie, es decir, corresponde a la presión a nivel del mar (1013,15 hPa)

 $P_{ht}$ : componente de la presión hidrostática en el límite superior, es decir, corresponde a la presión en tope de la atmósfera (50 hPa para el modelo).

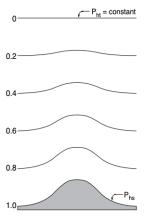


Figura 3.1: Coordenada  $\sigma$  en el modelo WRF (Skamarock, Klemp, 2008).

#### Grilla de Arakawa

Las grillas en los modelos atmosféricos son utilizadas para dividir un espacio bidimensional en espacios regulares.

Al momento de construir simulaciones, WRF utiliza una grilla tridimensional denominada

Arakawa C sobre un sistema cartesiano, donde las componentes de la velocidad horizontal (u,v) y vertical (w) se posicionan en el punto medio de cada arista que tiene la cuadrícula (Fig 3.2). La componente zonal u se posiciona en direcciones este-oeste, mientras que la componente meridional v se sitúa en dirección norte-sur y w en la vertical. Por otro lado, en el centro de cada cuadrícula se ubican variables del balance de masa, termodinámicas o escalares, etc.

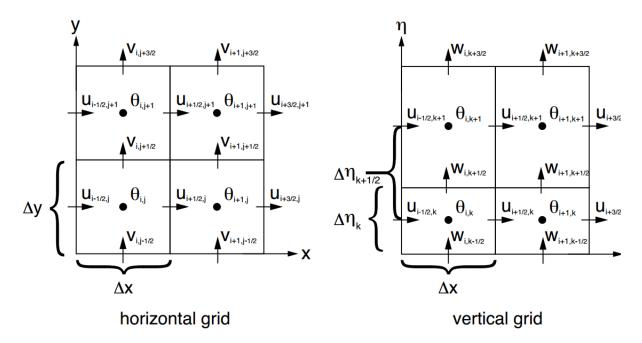


Figura 3.2: Grilla Arakawa-C para la grilla horizontal (izquierda) y vertical (derecha). u,v corresponden a la velocidad horizontal y w a la velocidad vertical,  $\theta$  es la variable parametrizada (Skamarock, Klemp, 2008).

#### Proceso de la simulación

El modelo WRF necesita de información geográfica estática y de campos meteorológicos para construir las simulaciones. Esta información proviene de modelos meteorológicos globales. Para generar una simulación utilizando los datos de entrada se debe realizar primero un pre-procesamiento de los datos y luego el procesamiento (Fig 3.3).

#### ■ WPS (WRF Preprocessing System)

Corresponde al pre-procesamiento de los datos, está constituido por tres programas los cuales ajustan las condiciones iniciales y de borde para la respectiva simulación. Los programas son los siguientes:

- **Geogrid:** Se define el dominio de la simulación, utilizando la información contenida en el archivo *namelist.wps*, y se interpolan los datos geográficos estáticos (e.j., la altura de la topografía, categoría de uso de suelo, tipo de suelo, fracción de vegetación, el albedo superficial mensual, etc.) para fijarlos a la grilla del modelo.
- Ungrib: Se leen los archivos meteorológicos de formato GRIB ("General Regularly-distributed Information in Binary") ya sea GRIB1 o GRIB2, para luego transformarlos en archivos de formato intermedio, los cuales son utilizados en el programa metgrid.
- Metgrid: Utiliza las salidas de geogrid y ungrib para interpolar horizontalmente los campos meteorológicos a la malla de WRF. Las salidas de metgrid son los datos de entrada del modelo WRF.

#### ARW (Advanced Research WRF)

Corresponde al procesamiento y representa al sistema de resolución de ecuaciones de WRF para generar la simulación. En esta parte del proceso es donde se consideran las parametrizaciones físicas del modelo.

- Real: Interpola verticalmente las cuadrículas en base a la disposición vertical de las coordenadas sigmas.
- WRF: Genera la simulación numérica considerando la física propuesta. Como resultado la simulación es almacenada en archivos con formato NetCDF.

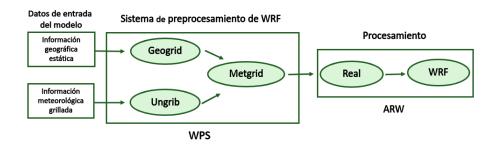


Figura 3.3: Esquema descriptivo de los componentes de WPS y WRF. Basado en esquema de NCAR (2018).

#### 3.1.2. Condiciones iniciales y condiciones de borde

Para realizar una simulación con WRF es necesario considerar condiciones iniciales y de borde, por ende necesitamos campos meteorológicos. Estos forzantes se pueden obtener de distintas fuentes como lo son los modelos regionales y globales; algunos ejemplos de forzantes son: NCEP FNL Analysis, NCEP/NCAR Reanalysis, GFS, ERA-Interim, ERA5, NCEP EtA/NAM, etc. En este estudio se utilizaron datos ERA5 como forzante del modelo. ERA5 son datos de reanálisis que proporciona estimaciones por hora de una gran cantidad de variables climáticas atmosféricas, terrestres y oceánicas, corresponde a la quinta generación de reanálisis atmosférico del *European Centre for Medium-Range Weather Forecast* (ECMWF), estos datos tiene una resolución espacial de 0,25° y una resolución temporal horaria, además utiliza 137 niveles desde la superficie hasta una altura de 80 km.

#### 3.1.3. Parametrizaciones

El modelo WRF hace uso de parametrizaciones para resolver procesos físicos dentro de una grilla que no pueden ser representados por el modelo numérico. Las parametrizaciones, por

definición, son una aproximación de los distintos fenómenos físicos (meteorológicos) que ocurren en una escala más pequeña que el paso de integración del modelo, en la que por su complejidad o desconocimiento de su física, se realiza una simplificación de esos procesos atmosféricos, para obtener representaciones lo más realista posibles de los mismos, es decir, es una aproximación de un termino desconocido a partir de uno o más factores conocidos (Jorba Casellas, 2005).

Alguno de estos procesos físicos que son parametrizados son (Skamarock et al., 2008):

- Microfísica (MP): Se configura las distintas transformaciones que podría manifestar el vapor de agua en la atmósfera, diferenciando fenómenos simples como precipitación liquida hasta fenómenos más complejos como lluvia, nieve o granizos a distintas alturas. Algunos esquemas son: Kessler (Kessler, 1969), Thompson (Thompson et al., 2008), WSM5 (Hong et al., 2004).
- Capa Límite Planetaria (PBL): Es la responsable de parametrizar todos los sucesos sobre la superficie hasta la atmósfera libre (no solo en la capa límite). Además, es capaz de poder incluir la fricción del suelo y también de los flujos turbulentos. Algunos esquemas son: YSU (Hong et al., 2006), Mellor-Yamada-Janjic (Janjić, 1994), ACM2 (Pleim, 2007).
- Capa Superficial (SL): Los esquemas de capa calculan la velocidad de fricción y los coeficientes de intercambio que permiten el cálculo de los flujos de calor y humedad por los modelos de capa de suelo y el *stress* en superficie calculado por el esquema de PBL. Algunos esquemas son: MM5 (Monta, García-Bustamante, 2012), Eta (Monin, Obukhov, 1954), TEMF (Angevine et al., 2010)
- Opciones de Superficie Terrestre (LSM): Utiliza información atmosférica de los esquemas de capa superficial, del forzamiento radiativo del esquema de radiación, del

forzamiento de precipitación de la microfísica y esquemas convectivos, junto con información interna de las variables de estado del suelo y sus propiedades para calcular los flujos de calor y humedad sobre puntos de tierra y mar o hielo. Algunos esquemas son: Diffusion (Dudhia, 1996), RUC (Benjamin et al., 2004), Unified-Noah (Mukul Tewari et al., 2004).

- Parametrización de Cúmulos (CP): Estos esquemas son responsables de los efectos de las nubes convectivas y/o nubes poco profundas que no se pueden resolver con la grilla utilizada. Tratan de representar los flujos verticales de las corrientes ascendentes y descendentes no resueltas y los movimientos de compensación fuera de la nube, proveyendo los perfiles de calentamiento vertical y humedad. La parametrización de cúmulos teóricamente es solo válida cuando el paso de la grilla es mayor a 10 km y algunas veces estos esquema son útiles para iniciar la convección en grillas con resoluciones de 5-10 km. Algunos esquemas son: Kain-Fritsch (Kain, 2004), Betts-Miller-Janjic (Janjić, 1994), no cúmulos.
- Radiación de la atmósfera: Los esquemas de radiación permiten modelar la radiación de onda corta y larga, considerando múltiples bandas espectrales o de una forma simplificada. Además, considera la interacción de la atmósfera con la radiación, contemplando la posibilidad de interactuar con gases traza, dióxido de carbono y el ozono, los cuales puede ser constantes en la capa de mezcla. Cabe destacar que la radiación puede ser afectada por la nubosidad y flujos superficiales. Algunos esquemas para radiación de onda corta son: Dubhia (Dudhia, 1989), Goddard (Chou, Suarez, 1994) y para radiación de onda larga: RRTM (Impey et al., 1997).

Para este estudio se utilizó como capa límite planetaria la parametrización (PBL) MYJ y la parametrización ETA para la capa superficial (SL) en base a los resultados obtenidos en un estudio de sensibilidad del modelo WRF en la misma región (Soto, 2020). En cuanto a

los demás parámetros seleccionados, se utilizaron aquellos empleados en estudios previos realizados en la zona (Schaefer et al., 2013, 2015; Villarroel et al., 2013; Mella, 2016).

Las parametrizaciones utilizadas en este estudio se resumen en la tabla 3.1.

Tabla 3.1: Parámetros utilizados.

Parámetro	d02
Microfísica (MP)	Thompson
Capa Límite Planetaria (PBL)	MYJ
Capa Superficie (SL)	ETA
Opciones de Superficie Terrestre (LSM)	Unified Noah Land Surface Model
Parametrización de Cúmulos (CP)	Desactivado
Radiación de onda Corta (SWR)	Goddard
Radiación de onda Larga (LWR)	RRTM

- El esquema *Thompson* representa bien las proporciones de los hidrometeoros de agua líquida, nieve, graupel y hielo. Además cuantifica la presencia de núcleos de hielo. No obstante, el esquema también mejora el resultado, solamente en combinación con una resolución bajo los 2 km (Cifuentes, 2017).
- El esquema *MYJ* considera dos capas distintas sobre el océano para el cálculo del transporte vertical, la capa más baja es viscosa y considera primordial la difusión molecular, y la capa superior considera únicamente la turbulencia para este cálculo.
- El esquema *ETA* incluye parametrizaciones de una subcapa viscosa y los flujos superficiales se calculan mediante un método iterativo. Este esquema de capa de superficie debe ejecutarse junto con el esquema de PBL MYJ (Mellor-Yamada-Janjic) y, por lo tanto, a veces se lo denomina esquema de superficie MYJ.
- El esquema *Unified Noah Land Surface Model* es un modelo de temperatura y humedad del suelo de 4 capas con predicción de la humedad y la capa de nieve. El esquema

proporciona flujos de calor sensibles y latentes al esquema de la capa límite. También predice el hielo del suelo y los efectos de la capa de nieve fraccionada.

- El esquema *Goddard* tiene un total de 11 bandas espectrales y considera los componentes de la radiación solar directa y difusa en un enfoque de dos corrientes que tiene en cuenta los componentes dispersos y reflejados.
- El esquema *RRTM* está basado en el modelo MM5, y posee un esquema de banda espectral desarrollado mediante un método de distribución-K. Utiliza tablas preestablecidas para representar con precisión los procesos de onda larga debidos al vapor de agua, el ozono, el CO2 y los gases traza (si están presentes), además de tener en cuenta la profundidad óptica de la nube.

#### **3.1.4. Dominio**

Para estudiar el área de interés, se establecieron dos dominios, un dominio padre y un dominio hijo, siendo el dominio hijo el área a estudiar (Fig 3.4). En cuanto a las resoluciones horizontales, se siguió una razón de 1/5 para el dominio hijo con respecto al dominio padre. El dominio padre se configuró con una grilla de  $100 \times 120$  puntos teniendo una distancia de 10 km entre los puntos; por otro lado, al dominio hijo se le asignó una grilla de  $286 \times 386$  puntos con una distancia de 2 km entre ellos. La proyección geográfica que se utilizó fue Lambert, ya que es la que se debe utilizar para latitudes medias (Snyder, 1982).

El periodo de estudio corresponde al primer semestre del año 2019, es decir, desde enero a junio. Se modeló cada mes por separado, considerando 6 días para la estabilización del modelo (*spin-up*). Las salidas se guardaron cada 3 y 1 hora para los dominios 1 y 2, respectivamente. En la vertical se consideraron 30 niveles que siguen el terreno.

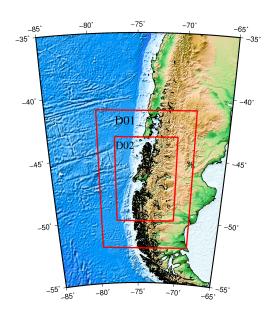


Figura 3.4: Dominio establecido para la simulación.

# 3.2. Validación

Las simulaciones realizadas con el modelo WRF fueron validadas mediante el uso de estadísticos. Para llevar a cabo la validación se utilizaron datos observados de velocidad y dirección del viento de la red agrometeorológica del instituto de investigación agropecuarias (INIA). Se escogieron 8 estaciones meteorológicas (Fig. 3.5) con datos a 10 m.

# 3.2.1. Datos de validación

Los datos utilizados para validar el modelo fueron obtenidos a través de la pagina web de la red agrometeorológica de INIA (https://agrometeorologia.cl/#). Los datos están disponibles de forma gratuita cada una hora, diariamente, mensualmente y anualmente. Además se pueden descargar en formato *excel* (.xlsx) o en *Comma Separated Values* (.csv).

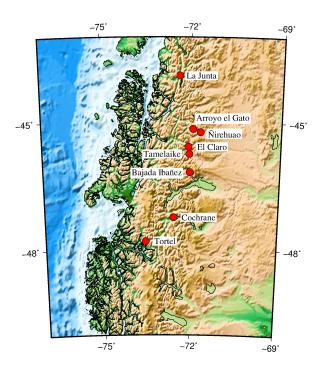


Figura 3.5: Mapa con las estaciones meteorológicas utilizadas para la validación, comparación y cálculo de potenciales.

### 3.2.1.1. Control de calidad de datos de las estaciones meteorológicas

Para el control de calidad de las observaciones se utilizó el paquete *dataresqc* (Brönnimann et al., 2018; Brugnara et al., 2019) en su versión 1.0.3, mediante pruebas automáticas implementadas en el software **R**. *Dataresqc* ofrece pruebas estadísticas y lógicas sencillas para detectar valores sospechosos que son probables errores de medición. Las funciones pueden identificar valores atípicos climáticos (valores fuera del rango intercuartil), ocurrencias de valores consecutivos iguales y registros donde las observaciones exceden las tolerancias sugeridas por la Organización Meteorológica Mundial (OMM), entre otras pruebas de calidad. Una función incluso permite realizar todas las pruebas a la vez en varias estaciones y variables.

# 3.2.2. Estadísticos

### ■ Raíz del error cuadrático medio centrado (RMSE por sus siglas en inglés)

Entrega el error total de la modelación con respecto a los datos observados. En este estudio es una buena medida para predecir la precisión de la velocidad del viento. Su valor ideal es 0, y se calcula como:

$$RMSE = \sqrt{\sum_{i=1}^{N} \frac{((X - \bar{X}) - (Y - \bar{Y}))^2}{N}}$$
 (3.2)

donde Y corresponde a los datos observados, X a las simulaciones realizadas y N la cantidad de puntos comparados.

### ■ Coeficiente de correlación (r)

Mide cómo covarían las simulaciones en relación a las observaciones. La correlación entre dos variables significa que ambas variables comparten variabilidad. El coeficiente de correlación toma valores entre -1 y 1; si r=0, entonces no existe relación lineal entre lo simulado y lo observado, si r=1 entonces la correlación es perfecta y positiva, y si r=-1 la correlación es perfecta pero negativa.

$$r_{yx} = \frac{\sum_{i=1}^{N} (Y_i - \bar{Y})(X_i - \bar{X})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{N} (Y_i - \bar{Y})^2 \sum_{i=1}^{N} (X_i - \bar{X})^2}}$$
(3.3)

donde Y corresponde a los datos observados y X a los valores simulados.

# ■ Coeficiente de determinación (r²)

Especifica la proporción de la variabilidad de los datos que es explicada por un modelo, y corresponde al cuadrado del coeficiente de correlación  $(r^2)$ .

### Error de Sesgo

Entrega el error sistemático existente entre la modelación y las observaciones.

$$SESGO_{yx} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} (X_i - Y_i)$$
 (3.4)

donde Y corresponde a los datos observados y X a las simulaciones realizadas.

Se tiene que:

 $SESGO_{yx} > 0$  los pronósticos sobrevaloran el promedio observado.

 $SESGO_{yx} < 0$  los pronósticos subvaloran el promedio observado.

### Cociente entre desviaciones estándar

Representa el sesgo de la variabilidad o dispersión de lo pronosticado respecto a lo observado, su valor ideal corresponde a 1. Si la amplitud es < 1 significa que el modelo subestima la varianza de lo observado, y si la amplitud es > 1 el modelo sobrestima la variabilidad observada.

$$COCIENTE_{\sigma_x \sigma_y} = \frac{\sigma_x}{\sigma_y} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{N} (X_i - \bar{X})^2}}{\sqrt{\sum_{i=1}^{N} (Y_i - \bar{Y})^2}}$$
(3.5)

donde Y corresponde a los datos observados y X a los valores simulados.

### ■ Desviación estándar

Muestra la amplitud de los datos, es decir, que tan dispersos están las observaciones y/o simulaciones de la media.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N} (X - \bar{X})^2}{N}}$$
 (3.6)

donde X corresponde a los valores del grupo de datos a evaluar y N a la cantidad de puntos comparados.

# 3.3. Potencial eólico

La potencia eólica corresponde a la energía cinética de una masa de aire que pasa a través de un área transversal A en cada unidad de tiempo. Por ende, la potencia  $P_0$  se puede determinar como:

$$P_0 = \frac{1}{2}\rho A v_0^3 \tag{3.7}$$

donde  $\rho$  corresponde a la densidad del aire en kgm<sup>-3</sup>, A es el área de viento barrida por las aspas de un aerogenerador en m<sup>2</sup> y  $v_0$  es la rapidez del viento en ms<sup>-1</sup>.

Para estimar el potencial eólico, debemos extrapolar la velocidad del viento a la altura de la turbina eólica. Para realizar esto utilizamos la ecuación 3.8

$$\frac{v(z_2)}{v(z_1)} = \frac{\ln(z_2/z_0)}{\ln(z_1/z_0)}$$
(3.8)

Al despejar  $v(z_2)$  (Ec 3.9) se obtiene la velocidad del viento a la altura de la turbina eólica.

$$v(z_2) = \frac{\ln(z_2/z_0)}{\ln(z_1/z_0)}v(z_1)$$
(3.9)

donde:

 $v(z_1)$  corresponde a la velocidad del viento ms<sup>-1</sup> en la altura medida

 $v(z_2)$  corresponde a la velocidad del viento ms<sup>-1</sup> a la altura deseada

z<sub>1</sub> corresponde a la altura de medición

z<sub>2</sub> corresponde a la altura deseada

z<sub>0</sub> corresponde al parámetro de rugosidad del suelo

### Función de densidad de probabilidad

Las funciones de densidad se utilizan para determinar la probabilidad que tiene una variable continua para tomar un valor dado. La función de densidad más utilizada y que mejor describe la frecuencia de la intensidad del viento es la distribución de Weibull (Celik, Kolhe, 2013; De Andrade et al., 2014), la cual está dada por

$$P(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \times e^{\left(\frac{-v}{c}\right)^k}$$
(3.10)

donde P(v) es la probabilidad de observar una intensidad de viento v; k corresponde al factor de forma adimensional; y c en ms<sup>-1</sup> corresponde al factor de escala de la distribución de Weibull.

Para obtener el factor de forma y el factor de escala mencionados anteriormente se utilizaron las ecuaciones 3.11 y 3.12 (Weisser, Foxon, 2003).

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1.086} \tag{3.11}$$

donde  $\sigma$  corresponde a la desviación estándar de los datos y  $\bar{v}$  la velocidad media del viento.

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma(1 + \frac{1}{\bar{k}})} \tag{3.12}$$

donde  $\Gamma$  corresponde a la función Gamma.

Para obtener la potencia promedio del viento  $\bar{P}$  se debe integrar en el tiempo la función de Weibull (Ec 3.10), obteniendo

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \frac{\Gamma(1 + \frac{3}{k})}{[\Gamma(1 + \frac{1}{k})]^3} \rho A \bar{v}^3$$
(3.13)

Por otro lado, para obtener la densidad de potencia eólica Wm<sup>-2</sup> (Artillo García, 2017) (Ec 3.14) se necesita calcular el factor de potencia eólica, el cual se obtiene mediante la ecuación 3.15.

$$P_d = \frac{1}{2}\rho F_e v^3 \tag{3.14}$$

$$F_e = \frac{\Gamma(1 + \frac{3}{k})}{\Gamma(1 + \frac{1}{k})^3} \tag{3.15}$$

Para obtener la generación de energía mensual (Ecuación 3.16) se consideró el aerogenerador Vestas V90/2000. Además se obtuvo el factor de planta (Ecuación 3.17), el cual corresponde al porcentaje de generación energética durante un periodo de tiempo respecto a la cantidad máxima de energía que es posible generar con el aerogenerador utilizado en el mismo periodo de tiempo.

$$E = T * \sum [P(v_i)p(v_i)] \tag{3.16}$$

donde T es el tiempo (en horas) para el cual se quiere calcular la energía generada,  $P(v_i)$  es la probabilidad de tener la velocidad  $v_i$  y  $p(v_i)$  es la función de potencia del aerogenerador.

$$FP = \frac{E}{P_n T} \tag{3.17}$$

donde E es la energía generada,  $P_n$  es la potencia nominal del aerogenerador y T es el tiempo en horas.

# 3.3.1. Aerogenerador Vestas V90/2000

El aerogenerador Vestas V90/2000 es fabricado por la empresa danesa Vestas, la cual fue fundada en 1945. Este generador cuenta con una altura de la góndola de 80 m, mientras que el diámetro del rotor es de 90 m. La rapidez *cut-in* (rapidez con la cual el aerogenerador comienza a funcionar) tiene un valor de 3 ms<sup>-1</sup>, y la rapidez de *cut-off* (rapidez con la cual el aerogenerador deja de funcionar) es de 25 ms<sup>-1</sup>.

Tabla 3.2: Especificaciones técnicas para el aerogenerador Vestas V90/2000 (TWP, Revisado 2020).

Turbina Vestas V90/2000	
Fabricante	Vestas
Potencia nominal	2.000 [kW]
Rapidez nominal	$13,5 [\mathrm{ms}^{-1}]$
Rapidez cut-in	$3 [ms^{-1}]$
Rapidez cut-off	25 [ms <sup>-1</sup> ]
Diámetro rotor	90 [m]
Altura de eje	80 [m]
Área de barrido	$6.362 [m^2]$
Número de aspas	3

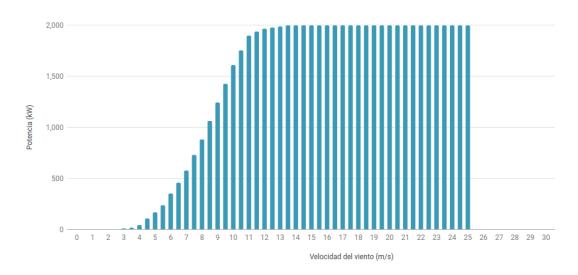


Figura 3.6: Curva de potencia para aerogenerador Vestas V90/2000 (TWP, Revisado 2020).

# Capítulo 4

# Resultados

En esta sección se exponen los resultados obtenidos. Primero se realiza la validación del modelo, donde se considera un control de calidad para los datos observados de velocidad y dirección del viento. Además, se calcularon distintos estadísticos para validar las simulaciones. Luego, se procede a estimar el potencial eólico para las distintas estaciones, y también se genera un mapa del potencial eólico de la Región de Aysén para cada mes del primer semestre del año estudiado.

# 4.1. Validación del Modelo WRF

# 4.1.1. Control de calidad de datos

Tabla 4.1: Control de calidad de datos de velocidad y dirección del viento para las distintas estaciones meteorológicas.

		La Junta	Arroyo el Gato	Ñirehuao	El Claro	Tamelaike	Bajada Ibañez	Cochrane	Tortel
N° datos sospechosos	Velocidad	212	106	80	132	10	22	76	0
	Dirección	61	100	72	81	10	20	23	0

La tabla 4.1 entrega los resultados generales del control de calidad de datos (para obtener información más detallada revisar Anexo C). Se observa que aquella estación que posee más datos dudosos es La Junta, seguida de El Claro. Por otro lado, Tamelaike es aquella estación con menos datos sospechosos a excepción de Tortel la cual no contiene. El total de datos (sin considerar datos NaN) varía dependiendo de cada estación, pero el porcentaje de datos sospechosos en base al total de datos de cada estación varía desde 0,23% hasta 4,88%, es decir, existe entre 0,23% y 4,88% datos sospechosos en las series de tiempo observadas (exceptuando Tortel). Los Test que destacaron estos resultados corresponden a subdaily\_repetition y duplicate\_columns.

# 4.1.2. Series de tiempo

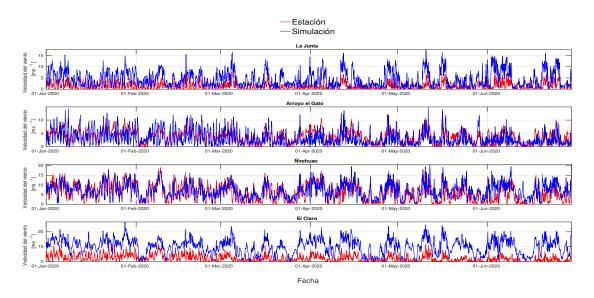


Figura 4.1: Series de tiempo de velocidad del viento en ms<sup>-1</sup>, desde enero hasta junio de 2019, a una altura de 10 m. En rojo la serie observada y en azul la serie simulada.

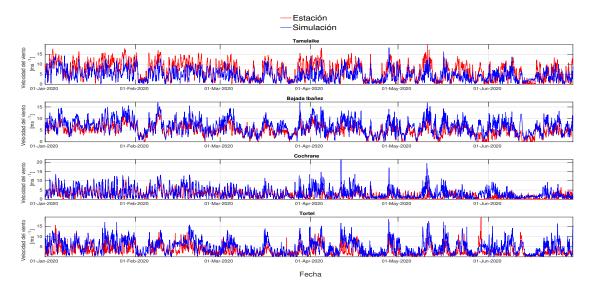


Figura 4.2: Series de tiempo de velocidad del viento en ms<sup>-1</sup>, desde enero hasta junio de 2019, a una altura de 10 m. En rojo la serie observada y en azul la serie simulada.

En las figuras  $4.1 \text{ y } 4.2 \text{ se observan las series de tiempo de velocidad del viento horarias en ms}^{-1}$  a 10 metros de altura (en rojo), para distintas estaciones meteorológicas en la región, y

las simulaciones (en azul, también a 10 metros de altura) correspondiente al punto de la grilla más cercano a la estación meteorológica, desde enero hasta junio de 2019. Se puede apreciar que la estación El Claro es aquella que presenta una mayor diferencia entre los valores de velocidad de viento en toda la serie de tiempo. Por otro lado, salvo en Tamelaike, la velocidad del viento simulada es mayor que la velocidad observada.

# 4.1.3. Rosa de vientos

#### Enero

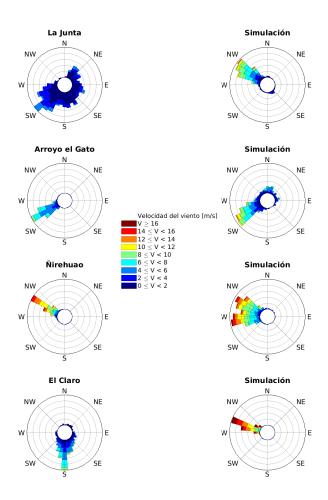


Figura 4.3: Rosa de los vientos correspondiente al mes de enero de 2019, para las estaciones La Junta, Arroyo el Gato, Ñirehuao y El Claro, con sus respectivas simulaciones.

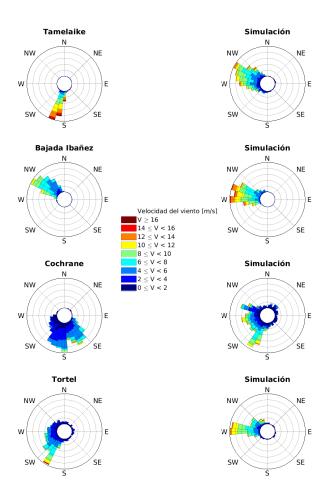


Figura 4.4: Rosa de los vientos correspondiente al mes de enero de 2019, para las estaciones Tamelaike, Bajada Ibañez, Cochrane y Tortel, con sus respectivas simulaciones.

Las Figuras 4.3 y 4.4 muestran la rosa de vientos para el mes de enero en las distintas estaciones meteorológicas (paneles de la izquierda) junto con su correspondiente simulación (paneles de la derecha). Se puede observar que dependiendo de la estación existen diferencias en la dirección del viento. En las estaciones que mejor se simula la dirección del viento están: Arroyo el Gato, Bajada Ibañez y Ñirehuao. En cuanto a la estación El Claro, La Junta y Tamelaike, las simulaciones tienden a sobrevalorar los vientos provenientes del oeste-noroeste. En Cochrane, la simulación tiende a sobrestimar los vientos provenientes del sur-suroeste, mientras que en los datos observados los vientos provienen del sur-sureste, y en Tortel, la simulación sobrevalora los vientos

del oeste, mientras que en la estación existe una mayor proveniencia de vientos del suroeste.

# ■ Febrero

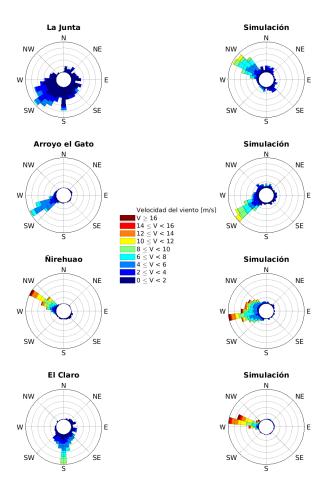


Figura 4.5: Rosa de los vientos correspondiente al mes de febrero de 2019, para las estaciones La Junta, Arroyo el Gato, Ñirehuao y El Claro, con sus respectivas simulaciones.

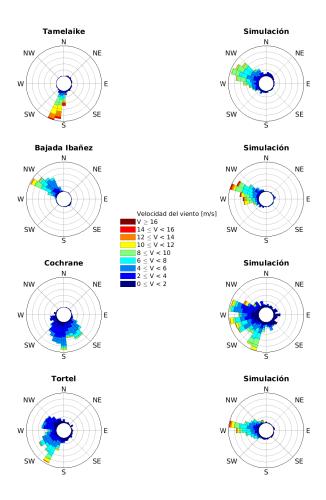


Figura 4.6: Rosa de los vientos correspondiente al mes de febrero de 2019, para las estaciones Tamelaike, Bajada Ibañez, Cochrane y Tortel, con sus respectivas simulaciones.

Las Figuras 4.5 y 4.6 muestran la rosa de vientos para el mes de febrero. En Arroyo el Gato, Bajada Ibañez y Ñirehuao el modelo tiene un mejor comportamiento para simular la dirección del viento, mientras que las estaciones donde el modelo no logra simular de una manera eficiente la dirección del viento observada son: El Claro, La Junta y Tamelaike, dado que la simulación sobrevalora los vientos provenientes entre la dirección oeste-noroeste. Por otro lado, tanto en Cochrane como en Tortel, existe una subvaloración del viento proveniente del sur, y una sobreestimación del viento del oeste.

#### Marzo

Las Figuras 4.7 y 4.8 muestran la rosa de vientos para el mes de marzo. En las estaciones que mejor se simula la dirección del viento están: Arroyo el Gato y Bajada Ibañez. En El Claro, La Junta y Tamelaike, la dirección del viento simulada difiere bastante de la observada, dado que la simulación sobreestima los vientos proveniente entre la dirección oeste-noroeste. Por otro lado, tanto en Cochrane como en Tortel, existe una subestimación del viento proveniente del sur, y una sobreestimación del viento del oeste. Además, en Ñirehuao se sobreestiman los vientos del oeste-suroeste.

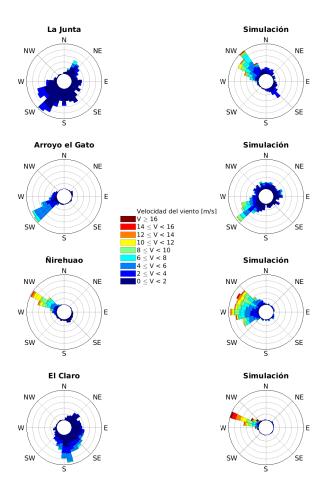


Figura 4.7: Rosa de los vientos correspondiente al mes de marzo de 2019, para las estaciones La Junta, Arroyo el Gato, Ñirehuao y El Claro, con sus respectivas simulaciones.

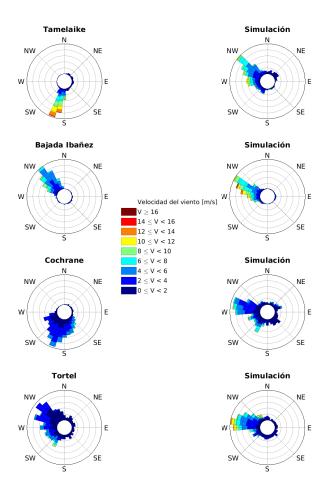


Figura 4.8: Rosa de los vientos correspondiente al mes de marzo de 2019, para las estaciones Tamelaike, Bajada Ibañez, Cochrane y Tortel, con sus respectivas simulaciones.

#### Abril

Las Figuras 4.9 y 4.10 muestran la rosa de vientos para el mes de abril. Arroyo el Gato, Bajada Ibañez y Ñirehuao son aquellas estaciones donde el modelo logra simular la dirección del viento. En las estaciones El Claro, La Junta y Tamelaike, el modelo no reproduce bien la dirección del viento observada, dado que la simulación sobreestima los vientos provenientes entre la dirección oeste-noroeste, y en el caso de El Claro, subestima los vientos provenientes del sur-sureste, mientras que en La Junta se subvaloran los vientos provenientes del Noreste y en Tamelaike se subestiman los vientos

provenientes del sur-suroeste. Por otro lado, tanto en Cochrane como en Tortel, existe una subvaloración del viento proveniente del sur, y una sobrevaloración del viento del oeste. Además, en Ñirehuao se sobreestiman los vientos del oeste-suroeste.

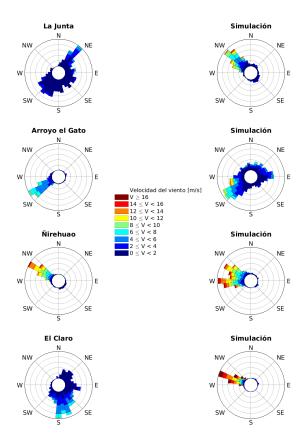


Figura 4.9: Rosa de los vientos correspondiente al mes de abril de 2019, para las estaciones La Junta, Arroyo el Gato, Ñirehuao y El Claro, con sus respectivas simulaciones.

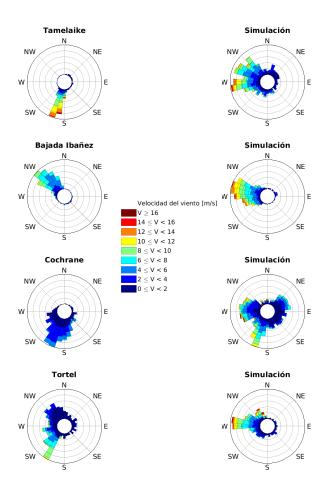


Figura 4.10: Rosa de los vientos correspondiente al mes de abril de 2019, para las estaciones Tamelaike, Bajada Ibañez, Cochrane y Tortel, con sus respectivas simulaciones.

#### Mayo

Las Figuras 4.11 y 4.12 muestran la rosa de vientos para el mes de mayo. En las estaciones donde se logra una mejor simulación de la dirección del viento están: Bajada Ibañez y Ñirehuao. En El Claro, La Junta y Tamelaike, la dirección del viento simulada es bastante distinta de la observada, dado que la simulación sobreestima los vientos provenientes entre la dirección oeste-noroeste, y tanto en El Claro como en La Junta subestima los vientos provenientes de las otras direcciones, mientras que en Tamelaike se subestiman los vientos provenientes del sur-suroeste. Por otro lado, en Cochrane

existe una subestimación del viento proveniente del sur, y una sobreestimación del viento del este-noreste. Además, en Ñirehuao se sobreestiman los vientos del oeste-suroeste, y tanto en Arroyo El Gato como en Tortel existe una sobreestimación de los vientos del sureste-este.

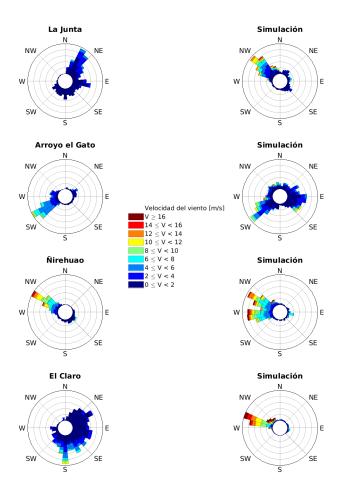


Figura 4.11: Rosa de los vientos correspondiente al mes de mayo de 2019, para las estaciones La Junta, Arroyo el Gato, Ñirehuao y El Claro, con sus respectivas simulaciones.

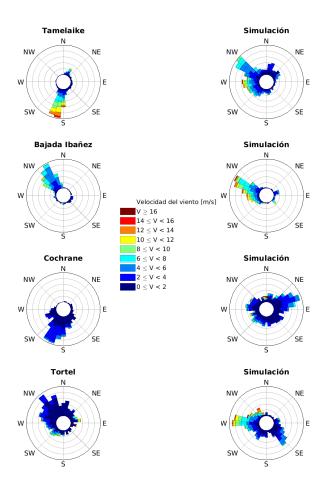


Figura 4.12: Rosa de los vientos correspondiente al mes de mayo de 2019, para las estaciones Tamelaike, Bajada Ibañez, Cochrane y Tortel, con sus respectivas simulaciones.

#### Junio

Las Figuras 4.13 y 4.14 muestran la rosa de vientos para el mes de junio. En las estaciones que mejor se simula la dirección del viento están: Bajada Ibañez y Ñirehuao. En las estaciones El Claro, La Junta y Tamelaike, se alcanza la mayor diferencia entre la dirección del viento simulada y la observada, dado que la simulación sobreestima los vientos provenientes entre la dirección oeste-noroeste, y en Tamelaike también existe una sobreestimación en el resto de las direcciones, y tanto en El Claro como en La Junta se subestiman los vientos provenientes de las otras direcciones. Por otro lado, en

Cochrane existe una subestimación del viento proveniente del sur y una sobreestimación del viento del este-noreste. Además, en Ñirehuao se sobreestiman los vientos del oeste-suroeste, y tanto en Arroyo El Gato como en Tortel existe una sobreestimación de los vientos del sureste, además en Tortel se sobreestiman los vientos del oeste.

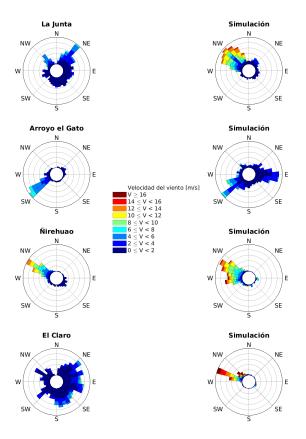


Figura 4.13: Rosa de los vientos correspondiente al mes de junio de 2019, para las estaciones La Junta, Arroyo el Gato, Ñirehuao y El Claro, con sus respectivas simulaciones.

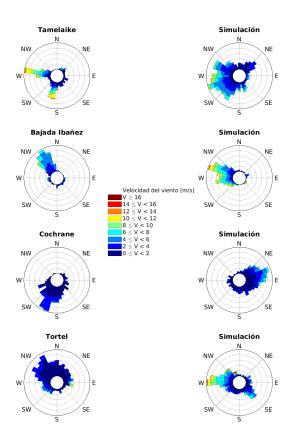


Figura 4.14: Rosa de los vientos correspondiente al mes de junio de 2019, para las estaciones Tamelaike, Bajada Ibañez, Cochrane y Tortel, con sus respectivas simulaciones.

# 4.1.4. Estadísticos

Las figuras 4.15 y 4.16 muestran los estadísticos calculados para las simulaciones con respecto a cada estación meteorológica, a 10 metros, para los distintos meses estudiados.

En la figura 4.15 se observa la raíz del error cuadrático medio (panel superior), la desviación estándar de los datos simulados (panel medio) y el coeficiente entre desviaciones estándar (panel inferior). De los paneles se observa que para los 6 meses la estación El Claro es la que tiene un mayor RMSE, alcanzando el máximo valor de 9,79 ms<sup>-1</sup> en el mes de junio. Los valores de RMSE, varían entre 2,07 - 5,12 ms<sup>-1</sup>, sin considerar la estación El Claro, la

cual mantuvo valores de RMSE entre 7,30 - 9,79 ms<sup>-1</sup>. Se observa que las estaciones que se encuentran más al sur de la región (Bajada Ibañez, Cochrane y Tortel) son aquellas que mantienen sus RMSE entre los 2 - 4 ms<sup>-1</sup> durante los seis meses.

Por otro lado, la desviación estándar y su cociente nos indican una sobreestimación de la amplitud de los datos por parte de todas las simulaciones a excepción de Tamelaike y Ñirehuao durante todos los meses, y Arroyo el Gato para el mes de junio. Además se observa que las estaciones La Junta y El Claro son las que presentan una mayor sobreestimación de la amplitud. Es importante señalar que durante el mes de febrero el cociente de desviaciones estándar alcanza valores más pequeños, lo que indica que durante este mes la sobreestimación de la amplitud es más baja.

En la figura 4.16 se muestra la correlación (panel superior), el coeficiente de determinación (panel medio), y el sesgo (panel inferior). Se aprecia que en los meses de febrero y marzo se alcanzan correlaciones más altas (sobre 0,4), mientras que en el resto de los meses se pueden obtener correlaciones bajo los 0,4. Los valores de correlación varían entre 0,08- 0,75, donde la representación de la variabilidad temporal de los datos es mayor durante los meses de febrero y marzo, en los cuales el coeficiente de determinación varía entre 0,16 y 0,56.

Por otro lado, en el panel inferior se observa que el sesgo es negativo en Tamelaike durante los seis meses, mientras que en Ñirehuao, el sesgo es negativo solo durante enero y febrero, lo que nos indica una subestimación de la magnitud del viento. Por el contrario, en el resto de las estaciones el sesgo es positivo, por lo que las simulaciones sobrestiman la magnitud del viento. La estación donde más se sobreestima la magnitud del viento es la estación El Claro, mientras que en Arroyo el Gato, si bien el sesgo es negativo en todos los meses salvo febrero, el valor es muy cercano a cero, por lo que existe un bajo error sistemático en dicha estación.

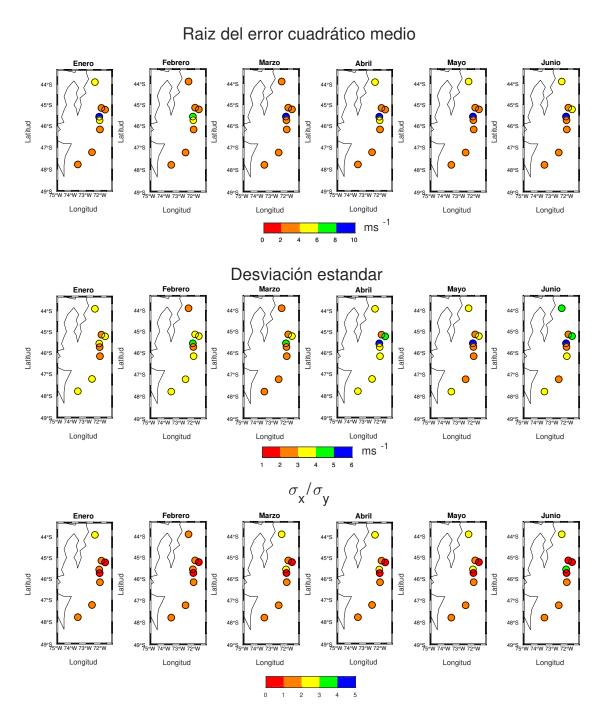


Figura 4.15: Mapa de los estadísticos calculados para los distintos meses estudiados. En el panel superior se muestra la raíz del error cuadrático medio (RMSE), en el panel central se tiene la desviación estándar y en el panel inferior el coeficiente entre desviaciones estándar.

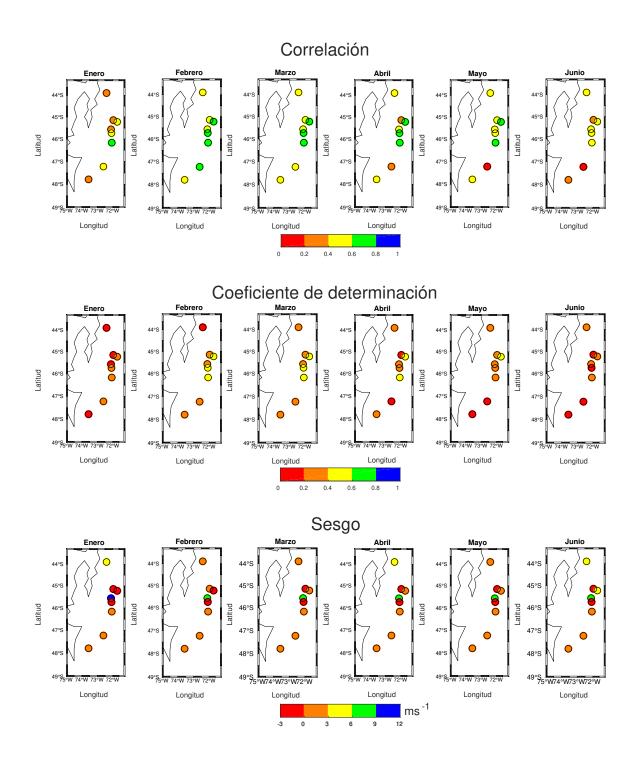


Figura 4.16: Mapa de los estadísticos calculados para los distintos meses estudiados. En el panel superior se muestra la correlación (r), en el panel central se tiene el coeficiente de determinación  $(r^2)$  y en el panel inferior el sesgo.

# 4.2. Potencial Eólico

En esta sección se exhiben los resultados de los parámetros del recurso eólico para cada estación durante cada mes a 80 metros de altura.

# 4.2.1. Enero

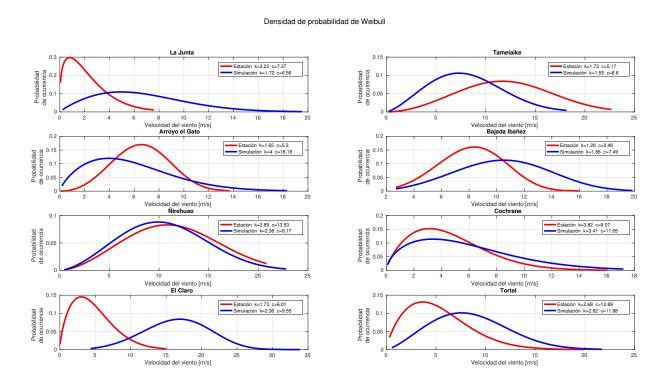


Figura 4.17: Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para las distintas estaciones en enero 2019.

La Figura 4.17 muestra las curvas de probabilidad de Weibull para cada estación con su respectiva simulación a 80 metros de altura durante el mes de enero. Se observa que en Ñirehuao y en Cochrane la curva simulada es más cercana a la curva observada. Por otro lado, se observa que en El Claro, Tortel, Cochrane, La Junta y Bajada Ibañez la simulación subestima las velocidades de viento más bajas, mientras que sobrestima aquellas que son

más intensas. En Arroyo el Gato, Tamelaike y Ñirehuao se sobrestiman aquellos valores de intensidad baja, y se subestiman aquellos que son más intensos. Por otro lado, se aprecia que en la estación El Claro, la curva simulada es la que más difiere de la curva observada.

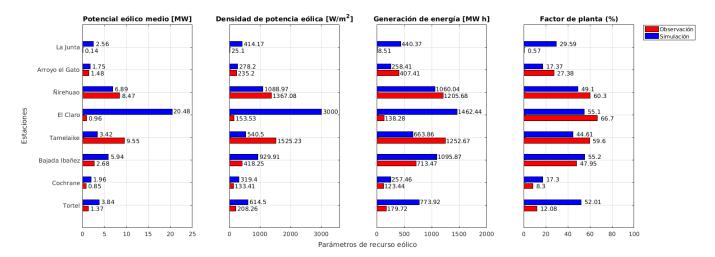


Figura 4.18: Parámetros de recurso eólico calculados para las distintas estaciones en enero 2019.

La figura 4.18 muestra los parámetros de recurso eólico calculados para las distintas estaciones en el mes de enero. Para obtener el potencial eólico medio se obtuvo la potencia media del viento en cada estación a 80 metros de altura, considerando el área de barrido del aerogenerador Vestas V90/20000. De la figura 4.18 se observa una sobreestimación del potencial eólico medio en todas las estaciones salvo Tamelaike y Ñirehuao. Además aquella estación que presenta una menor diferencia en el potencial eólico medio es Arroyo el Gato, lo que implica una mejor representación en los parámetros de recurso eólico, lo cual es evidenciado en el factor de planta, ya que la diferencia es alrededor de un 10%. Por otro lado, la estación que presenta una menor representación en los datos de densidad de potencia eólica, generación mensual y el factor de planta, corresponde a El Claro.

# **4.2.2.** Febrero

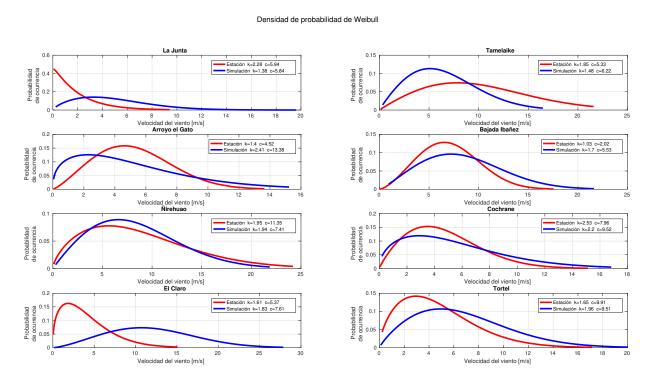


Figura 4.19: Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para las distintas estaciones en febrero 2019.

La Figura 4.19 muestra las curvas de probabilidad de Weibull para cada estación con su respectiva simulación a 80 metros de altura durante el mes de febrero. Se muestra que El Claro, Tortel y Bajada Ibañez tienen un comportamiento similar, donde se subestiman las velocidades de menor intensidad y se sobrestiman aquellas velocidades que son más intensas. Por otro lado, se observa que en Arroyo el Gato, Cochrane y Ñirehuao existe una sobrevaloración tanto para la intensidad muy baja como para la intensidad alta, mientras que subestima aquellos vientos de intensidad media. En cuanto a la estación La Junta, podemos notar que existe una sobreestimación de los vientos de mayor intensidad, y una subestimación de aquellos menos intensos.

La figura 4.20 muestra los parámetros de recurso eólico calculados para las distintas esta-

ciones en el mes de febrero. Al igual que en el mes de enero, la estación Arroyo el Gato es aquella que presenta una menor diferencia en el potencial eólico medio y en el resto de los parámetros de recurso eólico. Además la estación La Junta es la que menos potencial eólico medio genera, dado que los datos de velocidad del viento son en su mayoría bajo el *cut-in* (3 ms<sup>-1</sup>), esto implica que el factor de planta tenga un bajo valor. Además se observa que Ñirehuao y Tamelaike son aquellas estaciones con mayores valores en los recursos eólicos observados, pero estos son subestimados por la simulación.

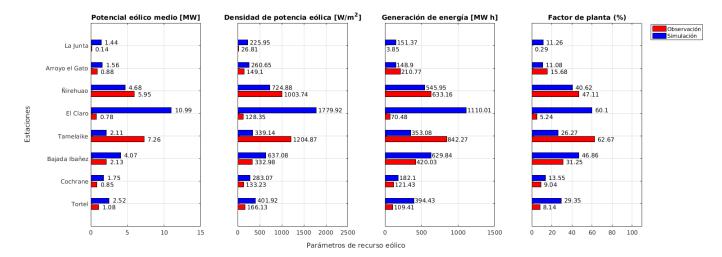


Figura 4.20: Parámetros de recurso eólico calculados para las distintas estaciones en febrero 2019.

#### 4.2.3. Marzo

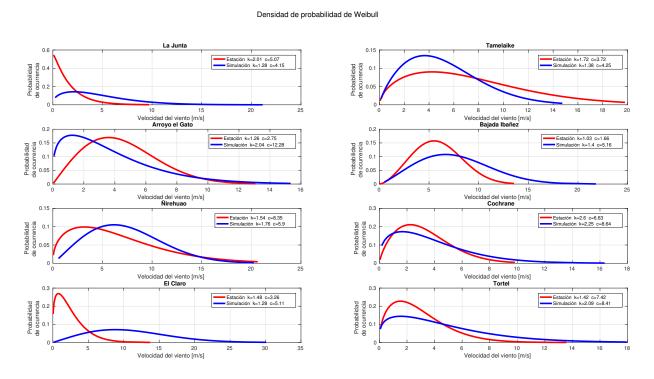
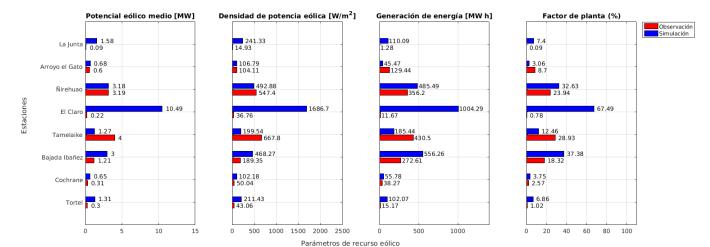


Figura 4.21: Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para las distintas estaciones en marzo 2019.

La Figura 4.21 muestra las curvas de probabilidad de Weibull para cada estación con su respectiva simulación a 80 metros de altura durante el mes de marzo. Se observa que en Tamelaike la curva de simulación subestima la magnitud de los vientos menos intensos, mientras que sobreestima aquellos de velocidad mayor. En La Junta, se muestra que la simulación sobrevalora aquellos vientos de alta intensidad, y subvalora aquellos de baja intensidad. Arroyo el Gato y Cochrane tienen en común que ambos sobrestiman los extremos de la velocidad del viento, mientras que aquellos valores de media intensidad son subestimados. Por último, el resto de las estaciones tienen un comportamiento similar, donde las velocidades bajo los 5 ms<sup>-1</sup> (salvo Bajada Ibañez donde el valor es levemente mayor) son subvaloradas, y sobre 5 ms<sup>-1</sup> son sobrestimadas por la simulación. Además, en Arroyo el Gato, Cochrane y



Nirehuao las curvas simuladas son más cercana a las curvas observadas.

Figura 4.22: Parámetros de recurso eólico calculados para las distintas estaciones en marzo 2019.

En la Figura 4.22 se exhiben los parámetros de recurso eólico calculados para las distintas estaciones en el mes de marzo. El potencial eólico medio es subestimado en la estación Tamelaike, y en Ñirehuao la diferencia entre el potencial eólico medio simulado y observado es la más pequeña, seguido de Arroyo el Gato.

Por otro lado, en cuanto a la generación mensual, la menor diferencia se encuentra en Cochrane, con 17,51 MWh, seguido de Arroyo el Gato con 83.97 MWh. Lo mismo sucede con el factor de planta, la diferencia es menor en Cochrane con aproximadamente 1.18% de diferencia, seguido de Arroyo el Gato con 5.64%.

Si bien Ñirehuao es la estación con menor diferencia en el potencial eólico medio, esto no sucede con la generación de energía y con el factor de planta debido a que, como se muestra en la figura 4.21, los vientos de mayor intensidad son subestimados, y son estos vientos los que aportan una mayor generación de energía (hasta alcanzar el valor *cut-off*).

## 4.2.4. Abril

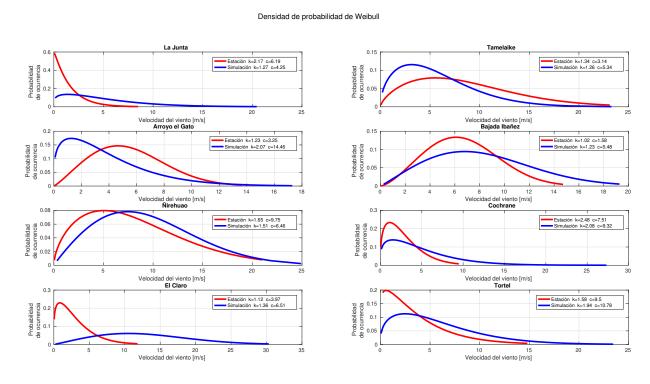


Figura 4.23: Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para las distintas estaciones en abril 2019.

La Figura 4.23 muestra las curvas de probabilidad de Weibull para cada estación con su respectiva simulación a 80 metros de altura durante el mes de abril. Se muestra que Arroyo el Gato y Tamelaike son las únicas estaciones donde la simulación sobreestima las velocidades del viento de menor intensidad, y subestima aquellas más intensas. En el resto de las estaciones existe una subestimación de las velocidades menos intensas y una sobreestimación de aquellas velocidades con mayor intensidad. Además en Ñirehuao la curva simulada es más cercana a la curva observada.

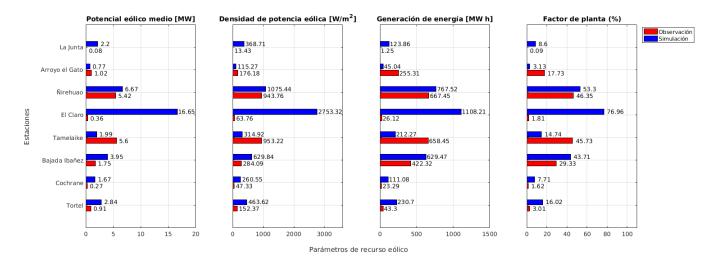


Figura 4.24: Parámetros de recurso eólico calculados para las distintas estaciones en abril 2019.

La Figura 4.24 muestra los parámetros de recurso eólico calculados para las distintas estaciones en el mes de abril. El mayor potencial eólico medio corresponde a la estación el Tamelaike, aunque la simulación en dicha estación subestima el potencial eólico medio. Por otro lado, las diferencias en la generación de energía varían entre 87,79 MWh y 445,73 MWh, sin considerar la estación El Claro, ya que su diferencia es la que más destaca, con un valor de aproximadamente 1081 MWh.

## 4.2.5. Mayo

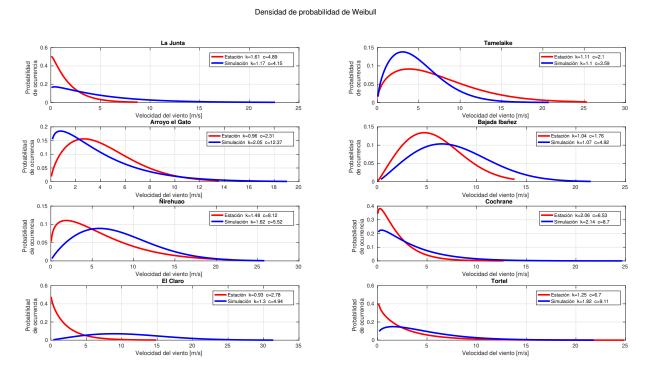


Figura 4.25: Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para las distintas estaciones en mayo 2019.

La Figura 4.25 muestra las curvas de probabilidad de Weibull para cada estación con su respectiva simulación a 80 metros de altura durante el mes de marzo. Se observa que Arroyo el Gato y Tamelaike se comportan de manera similar, sobreestimando las velocidades más bajas y subestimando las más intensas. Por otro lado, en las otras estaciones sucede lo contrario, es decir, se subestiman aquellas velocidades bajas y se sobreestiman aquellas velocidades altas. Además en Arroyo el Gato y Bajada Ibañez las curvas simuladas son más cercana a las curvas observadas.

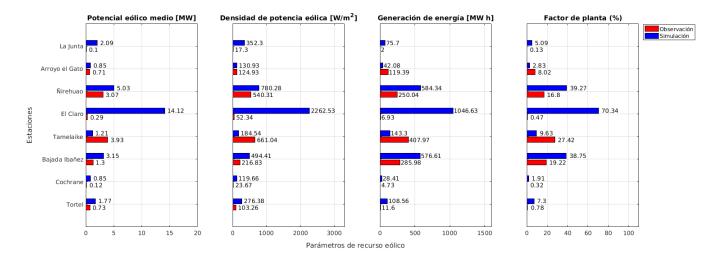


Figura 4.26: Parámetros de recurso eólico calculados para las distintas estaciones en mayo 2019.

La Figura 4.26 muestra los parámetros de recurso eólico calculados para las distintas estaciones en el mes de mayo. El máximo potencial eólico medio se alcanza en la estación Tamelaike seguido de Ñirehuao, mientras que aquella estación que menos potencial eólico medio genera es La Junta, seguido de Cochrane. Por otro lado, se observa que la simulación sobrestima el potencial eólico medio salvo en Tamelaike, además en El Claro es donde existe la máxima sobreestimación.

## **4.2.6.** Junio

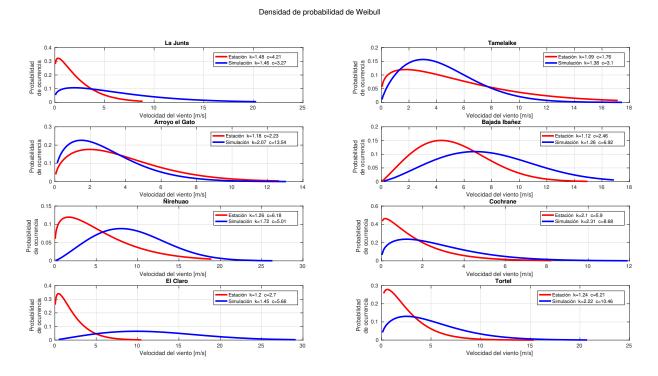


Figura 4.27: Curvas de distribución de probabilidad de Weibull para las distintas estaciones en junio 2019.

La Figura 4.27 muestra las curvas de probabilidad de Weibull para cada estación con su respectiva simulación a 80 metros de altura durante el mes de junio. Se observa que en Tamelaike se sobrestiman aquellas velocidades entre aproximadamente 1 - 8 ms<sup>-1</sup>, mientras que el resto de las intensidades es subestimada. Por otro lado, el comportamiento del resto de las estaciones es similar, las velocidades bajas son subestimadas y aquellas que son más intensas son sobreestimadas, a excepción de la estación Arroyo el Gato, donde las velocidades bajas son sobrevaloradas y las velocidades altas son subvaloradas.

Además en Arroyo el Gato la curva simulada es la más cercana a la curva observada.

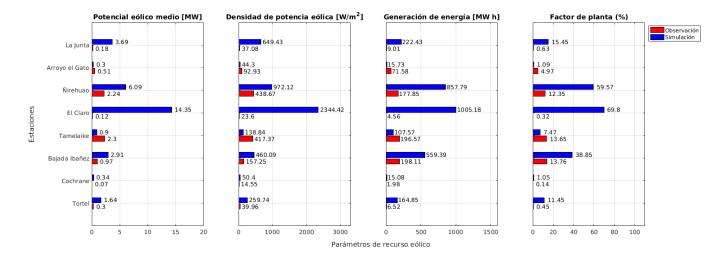


Figura 4.28: Parámetros de recurso eólico calculados para las distintas estaciones en junio 2019.

La Figura 4.28 muestra los parámetros de recurso eólico calculados para las distintas estaciones en el mes de junio. Cochrane junto con El Claro son las localidades que presentan una menor generación mensual con 1,98 y 4,56 MWh respectivamente, las cuales son sobreestimadas por el modelo. Por otro lado, Tamelaike y Bajada Ibañez son las que tienen una mayor generación mensual (196,57 y 198,11 MWh respectivamente), pero mientras el modelo subestima la generación mensual en Tamelaike, en Bajada Ibañez es sobreestimada.

## 4.2.7. Distribución espacial del potencial eólico medio

Se presentan mapas del potencial eólico medio para cada mes, con la finalidad de visualizar la distribución espacial del potencial eólico en la región. En la figura 4.29 se observa que el potencial eólico medio es mayor en zonas hacia el sur de los 46 °S, y también se aprecia que existe una diferencia longitudinal, dado que el potencial eólico medio toma valores mayores desde aproximadamente los 74 °O hacia el sector cordillerano, mientras que en el sector costero alcanza valores más pequeños. Por otro lado, en la mayor parte de la región el potencial

eólico medio fluctúa entre 0 y 2 MW.

También se aprecia que existen dos zonas donde el potencial eólico medio además de tomar valores más altos persiste durante los seis meses estudiados. La primera zona está entre 46,5 °S - 47,5°S y 73 °O - 74 °O, que corresponde a la ubicación del Campo de Hielo Norte y los sectores ubicados a sus alrededores, mientras que la segunda zona se ubica entre 48,5 °S - 49 °S y 73 °O - 74 °O, donde se ubica la parte norte del Campo de Hielo Sur y sectores cercanos como la Isla Ofhidro.

Además, el potencial eólico medio es mayor en enero, alcanzando 15,40 MW en 47,  $18^{\circ}S$  –  $73,34^{\circ}W$ , mientras que en marzo el potencial eólico medio es menor, obteniendo un máximo de 9,17 MW en  $48,61^{\circ}S$  –  $73,26^{\circ}W$ .

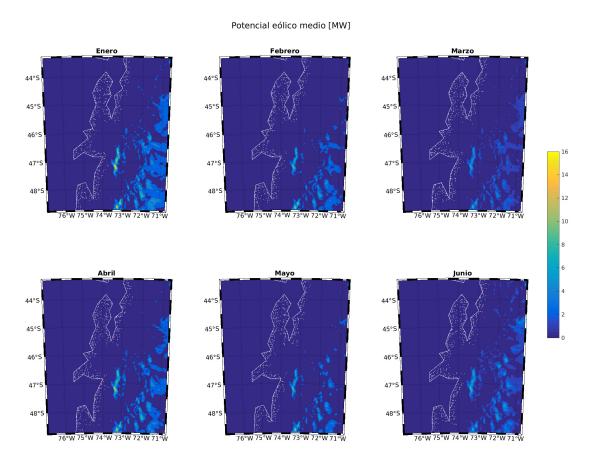


Figura 4.29: Mapa del potencial eólico medio para los distintos meses del año 2019.

# Capítulo 5

## Discusión

Dentro de las simulaciones del campo de viento para los meses desde enero a junio, se tiene que el RMSE varió dependiendo de cada estación. El RMSE mínimo tomó valores entre 2,07 y 2,76 ms<sup>-1</sup>, en cambio el valor más alto de RMSE siempre se obtuvo en la estación El Claro, con valores entre 7,30 y 9,79. Exceptuando dicha estación, los valores máximos de RMSE oscilaron entre 3,69 y 5,12 ms<sup>-1</sup>. Resultados de estudios previos similares a esta investigación han registrado valores de RMSE que se encuentran entre 2,07 ms<sup>-1</sup> y 2,62 ms<sup>-1</sup> (Dvorak et al., 2013), 1,94 ms<sup>-1</sup> y 3,16 ms<sup>-1</sup> (Carvalho et al., 2012a, 2014a), 2,04 ms<sup>-1</sup> y 3,00 ms<sup>-1</sup> (Zhao et al., 2012), y 1,74 ms<sup>-1</sup> y 2,61 ms<sup>-1</sup> (González-Alonso et al., 2019).

Por otro lado, el coeficiente de determinación  $(r^2)$  varió desde 0.01 en la estación Cochrane para el mes de Junio hasta 0.56 en la estación Bajada Ibañez para el mes de febrero. En general, aquellas estaciones que presentaron un menor  $r^2$  fueron Cochrane, Arroyo el Gato y La Junta, mientras que Bajada Ibañez junto con Ñirehuao obtuvieron un mayor  $r^2$ . En estudios previos, el coeficiente de determinación varió entre 0,43 y 0,75 (González-Alonso

et al., 2019), entre 0,61 y 0,77 (Giannakopoulou, Nhili, 2014), entre 0,69 y 0,94 (Carvalho et al., 2014a) y entre 0,76 y 0,83 (Peña Diaz et al., 2011).

En términos de  $r^2$ , se tiene que el desempeño de las simulaciones para describir las variaciones temporales de la magnitud del viento es baja, en especial para la estación Cochrane, Arroyo el Gato y La Junta, esto se puede deber a que la topografía de la región es bastante compleja, por lo que el tamaño de la grilla que se utilizó no fue capaz de simular los fenómenos locales que suceden en la zona.

Los valores de RMSE obtenidos fueron mayores pero cercanos a los calculados en estudios previos, a excepción de la estación El Claro. Por el contrario de lo sucedido con el RMSE, en la estación El Claro se alcanzan mejores valores de  $r^2$ , por lo que el modelo puede describir en parte la variación temporal de la magnitud del viento, pero sobreestima la magnitud.

En general, las simulaciones realizadas en el presente estudio para los primeros tres meses (enero, febrero y marzo) presentan valores de RMSE más cercanos, pero mayores respecto a estudios similares. Esto indica que la configuración que se aplicó en el modelo es capaz de representar las condiciones del área de estudio en estos meses. Lo mismo sucede con los valores de  $r^2$ , dado que los valores son mayores en estos tres meses. En el caso de las simulaciones realizadas desde abril a junio, los valores de RMSE son mayores que en estudios previos, y además los valores mínimos alcanzados de  $r^2$  son bastante menores. Esto último puede deberse a que las configuraciones utilizadas en el presente trabajo no son las más adecuadas para simular campos de viento en los meses de otoño-invierno del área de estudio, y por eso provocan un aumento de la dispersión entre los datos simulados y las estaciones (Hahmann et al., 2014). Además, en los estudios previos se consideran 3 o 4 dominios anidados, lo que podría influir en los cálculos de  $r^2$  y RMSE.

El modelo en las estaciones La Junta, Ñirehuao, el Claro y Bajada Ibañez tiene una tendencia

a simular vientos con dirección oeste-noroeste en todos los meses estudiados, los cuales coinciden con campos de vientos climatológicos en la zona (Olivares, 2014), mientras que en el resto de las estaciones, su tendencia varía dependiendo del mes. Además, aquellas estaciones donde la dirección e intensidad del viento fueron mejor simuladas son Arroyo el Gato, Ñirehuao y Bajada Ibañez.

En cuanto al control de calidad de datos, si bien existen datos dudosos en todas las estaciones a excepción de Tortel, la cantidad de datos sospechosos en la series de tiempo observadas son bajos, entre 0,23 % y 4,88 % del total de los datos, además aquellos test que destacaron fueron *subdaily\_repetition* y *duplicate\_columns*. Pero, a pesar de tener datos sospechosos, los resultados no deberían cambiar significativamente al no considerarlos dentro del estudio, dado que el porcentaje de estos es bajo.

Para la estimación del potencial eólico, se obtuvieron diferencias que van desde 0,01 MW en el mes de marzo en la estación Ñirehuao hasta 19,52 MW en el mes de enero en la estación El Claro. En cuanto a las diferencias entre la densidad de potencia eólica, se obtuvieron valores entre 2,68  $\frac{W}{m^2}$  durante el mes de marzo en la estación Arroyo el Gato, hasta 984,73  $\frac{W}{m^2}$  en la estación Tamelaike durante el mes de enero, sin considerar la estación el Claro donde las diferencias superaban los 1.500  $\frac{W}{m^2}$ . Por otra parte, las diferencias obtenidas en la generación de energía mensual van desde los 15,51 MWh durante el mes de marzo en la estación Cochrane, hasta 1324,16 MWh en la estación El Claro durante el mes de enero. Si no consideramos esta estación debido a que los valores de RMSE son muy altos, se tiene que la máxima diferencia en la generación de energía mensual es de 679,94 MWh durante el mes de junio en la estación Ñirehuao. Estos cálculos son comparables a los resultados obtenidos por (González-Alonso et al., 2019), logrando diferencias de hasta 463 MWh y por (Soto, 2020) donde se alcanzaron diferencias entre 15,76 MWh a los 418,17 MWh. Finalmente, las diferencias obtenidas en el factor de planta van desde 0,91 % en la estación Cochrane durante

el mes de junio, hasta 75,15% en la estación El Claro durante el mes de abril, aunque al no considerar la estación El Claro, la máxima diferencia en el factor de planta es de 47,22% en Ñirehuao durante junio.

Por otro lado, en términos de recursos eólicos también se observó una variación estacional, siendo junio el mes con menor potencial eólico, observable en los mapas de distribución espacial de potencial eólico.

Los meses donde se alcanza un mayor potencial eólico medio son enero y abril, destacando dos zonas, la primera es alrededor de los 46,5 °S - 47,5 °S y 73 °O - 74 °O (Campo de Hielo Norte y sectores cercanos) y la segunda es más al sur de la región, alrededor de los 48,5 °S - 49 °S y 73 °O - 74 °O (zona norte del Campo de Hielo Sur y localidades aledañas). Además se alcanzan mayores valores de potencial hacia el sur de la región y en sectores pre-cordilleranos y cordilleranos. En estas zonas donde se alcanza un mayor potencial eólico medio, se esperaría que tanto la densidad de potencia como la generación de energía fueran mayores, por ende podrían ser zonas potenciales para la generación de energía eólica, dado que además de tener un alto potencial estas zonas se mantienen a lo largo de los seis meses.

# Capítulo 6

## **Conclusiones**

En este estudio se configuró el modelo WRF para la simulación de campo de viento en la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo. Las simulaciones fueron validadas a 10 metros de altura con datos obtenidos de 8 estaciones meteorológicas distribuidas principalmente en el sector pre-cordillerano y cordillerano, debido a que no habían estaciones meteorológicas con suficiente información cercanas a la costa.

Los resultados muestran que la estación el Claro fue aquella donde el modelo logró un bajo desempeño, debido a que el RMSE en todos los meses fue mayor a 7 ms<sup>-1</sup> y la correlación no supero el valor 0,6. Además, en cuanto a los parámetros de recurso eólico, en el Claro se obtuvieron las mayores diferencias entre los parámetros simulados y observados, maximizando todos los valores y con diferencias bastantes amplias.

Por otro lado, las estaciones donde el modelo logró un mejor rendimiento fue Ñirehuao, dado que obtuvo un comportamiento más estable en los seis meses, y además en los parámetros de recurso eólico las diferencias entre lo simulado y lo observado eran más pequeñas.

En general el modelo sobrestimó tanto la intensidad del viento como los valores de los parámetros de recurso eólico en todas las estaciones a excepción de Tamelaike.

Las zonas potenciales para la generación de energía eólica son aquellas zonas donde el potencial eólico es alto y persistente en los seis meses (entre 46,5 °S - 47,5 °S y 73 °O - 74 °O, la cual corresponde al Campo de Hielo Norte y localidades aledañas, y alrededor de los 48,5 °S - 49 °S y 73 °O - 74 °O, donde se ubica la zona norte del Campo de Hielo Sur y aquellos sectores cercanos a este).

Este tipo de estudios pueden aportar en futuros proyectos de energía, debido a que brinda nueva información sobre la disponibilidad y el comportamiento del recurso eólico en una determinada zona. Además estos estudios invitan a continuar investigaciones posteriores, para así disminuir la brecha de información y recursos para la futura implementación de este tipo de energía, en particular en regiones donde la conectividad y la distribución de la energía el eléctrica es compleja, como lo es la Región de Aysén del General Carlos Ibañez del Campo.

# Bibliografía

- Angevine Wayne M, Jiang Hongli, Mauritsen Thorsten. Performance of an eddy diffusivity–mass flux scheme for shallow cumulus boundary layers // Monthly Weather Review. 2010. 138, 7. 2895–2912.
- Arshad Muhammad, O'Kelly Brendan C. Offshore wind-turbine structures: a review // Proceedings of the Institution of Civil Engineers-Energy. 2013. 166, 4. 139–152.
- Artillo García Manuel. Estudio del potencial eólico y viabilidad de parque eólico en Andalucía. 2017.
- BCN. Relieve Región de Aysén. Revisado 2020.
- Benjamin Stanley G, Grell Georg A, Brown John M, Smirnova Tatiana G, Bleck Rainer. Mesoscale weather prediction with the RUC hybrid isentropic–terrain-following coordinate model // Monthly Weather Review. 2004. 132, 2. 473–494.
- Börgel Olivares Reinaldo. Geomorfología. 1983.
- Brönnimann Stefan, Brugnara Yuri, Allan Rob J, Brunet Manola, Compo Gilbert P, Crouthamel Richard I, Jones Philip D, Jourdain Sylvie, Luterbacher Jürg, Siegmund Peter, others. A roadmap to climate data rescue services // Geoscience Data Journal. 2018. 5, 1. 28–39.
- Brugnara Y, Gilabert A, Ventura C, Hunziker S. dataresqc: Quality control tools for climate data developed by the C3S Data Rescue Service. 2019.
- CNE. ANUARIO ESTADÍSTICO DE ENERGÍA 2019. 2019.
- Carvalho D, Rocha A, Gómez-Gesteira M, Santos C Silva. Sensitivity of the WRF model wind simulation and wind energy production estimates to planetary boundary layer parameterizations for onshore and offshore areas in the Iberian Peninsula // Applied Energy. 2014a. 135. 234–246.
- Carvalho David, Rocha Alfredo, Gómez-Gesteira Moncho, Santos Carlos. A sensitivity study of the WRF model in wind simulation for an area of high wind energy // Environmental Modelling & Software. 2012a. 33. 23–34.
- *Celik Ali N, Kolhe Mohan.* Generalized feed-forward based method for wind energy prediction // Applied Energy. 2013. 101. 582–588.
- Chou Ming-Dah, Suarez Max J. An efficient thermal infrared radiation parameterization for use in general circulation models. 1994.
- *Cifuentes Juan Carlos Gutiérrez*. Modelación atmosférica de la cuenca del río Baker mediante el modelo WRF, e implicaciones de la temperatura en superficie en un modelo lineal regresivo. 2017.

- De Andrade Carla Freitas, Neto Hely Falcão Maia, Rocha Paulo Alexandre Costa, Silva Maria Eugênia Vieira da. An efficiency comparison of numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy applications: A new approach applied to the northeast region of Brazil // Energy conversion and Management. 2014. 86. 801–808.
- Deloitte . Sector energía I: Marco regulatorio y matriz energética Chile. 2016.
- *Dudhia Jimy*. Numerical study of convection observed during the winter monsoon experiment using a mesoscale two-dimensional model // Journal of Atmospheric Sciences. 1989. 46, 20. 3077–3107.
- *Dudhia Jimy*. A multi-layer soil temperature model for MM5 // Preprints, The Sixth PSU/NCAR mesoscale model users' workshop. 1996. 22–24.
- Dvorak Michael J, Corcoran Bethany A, Ten Hoeve John E, McIntyre Nicolas G, Jacobson Mark Z. US East Coast offshore wind energy resources and their relationship to peak-time electricity demand // Wind Energy. 2013. 16, 7. 977–997.
- Energía Ministerio. Energía 2050. Política Energetica De Chile. 2014.
- *Energía Ministerio*. Energía 2050. Política Energetica De Chile. Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo. 2018.
- Giannakopoulou Evangelia-Maria, Nhili Regis. WRF model methodology for offshore wind energy applications // Advances in Meteorology. 2014.
- González-Alonso N, Mattar C, Borvarán D. Quantifying the wind energy potential differences using different WRF initial conditions on Mediterranean coast of Chile // Energy. 2019. 188. 116027.
- Hahmann Andrea N, Lennard Chris, Badger Jake, Vincent Claire L, Kelly Mark C, Volker Patrick JH, Argent Brendan, Refslund Joakim. Mesoscale modeling for the Wind Atlas of South Africa (WASA) project // DTU Wind Energy. 2014. 50. 80.
- Hepp Christian. Caracterización y propiedades de los suelos de la Patagonia Occidental (Aysén). 2014.
- *Hong Song-You, Dudhia Jimy, Chen Shu-Hua*. A revised approach to ice microphysical processes for the bulk parameterization of clouds and precipitation // Monthly weather review. 2004. 132, 1. 103–120.
- Hong Song-You, Noh Yign, Dudhia Jimy. A new vertical diffusion package with an explicit treatment of entrainment processes // Monthly weather review. 2006. 134, 9. 2318–2341.
- INE . Síntesis de resultados censo 2017. Región de Aysén. 2019.
- Impey GA, Shepson PB, Hastie DR, Barrie LA, Anlauf KG. Measurements of photolyzable chlorine and bromine during the Polar Sunrise Experiment 1995 // Journal of Geophysical Research: Atmospheres. 1997. 102, D13. 16005–16010.
- *Janjić Zaviša I.* The step-mountain eta coordinate model: Further developments of the convection, viscous sublayer, and turbulence closure schemes // Monthly weather review. 1994. 122, 5. 927–945.
- *Jorba Casellas Oriol*. Simulación de los campos de viento de la Península Ibérica y el área geográfica de Catalunya con alta resolución espacial para distintas situaciones meteorológicas típicas. 2005.
- *Kain John S.* The Kain–Fritsch convective parameterization: an update // Journal of applied meteorology. 2004. 43, 1. 170–181.

- *Kessler Edwin.* On the distribution and continuity of water substance in atmospheric circulations // On the distribution and continuity of water substance in atmospheric circulations. 1969. 1–84.
- *Mella Oliver Venegas*. Efecto de la topografía de alta resolución en las salidas de simulaciones numéricas de la atmósfera para los fiordos y canales de la Región de Aysén. 2016.
- Monin Andreu Sergeevich, Obukhov Aleksandr Mikhaulovich. Basic laws of turbulent mixing in the surface layer of the atmosphere // Contrib. Geophys. Inst. Acad. Sci. USSR. 1954. 151, 163. e187.
- Monta Juan P, García-Bustamante Elena. A Revised Scheme for the WRF Surface Layer Formulation. 2012.
- Mukul Tewari NCAR, Tewari M, Chen F, Wang W, Dudhia J, LeMone M, Mitchell K, Ek M, Gayno G, Wegiel J, others. Implementation and verification of the unified NOAH land surface model in the WRF model (Formerly Paper Number 17.5) // 20th conference on weather analysis and forecasting/16th conference on numerical weather prediction. 2004. 11–15.
- Murdock Hannah E, Gibb Duncan, André Thomas, Appavou Fabiani, Brown Adam, Epp Bärbel, Kondev Bozhil, McCrone Angus, Musolino Evan, Ranalder Lea, others. Renewables 2019 global status report. 2019.
- *Muñoz Katherine*. Estimación de ablación en glaciares de chile central: Análisis del efecto del albedo en su modelación con WRF. 2016.
- Olivares Andrés Martínez. Climatología de Patrones Sinópticos de Viento en Chile Central: Anomalís Atmosféricas Asociadas y Fluctuaciones Temporales. 2014.
- Olivares Juan Pablo Fuentes. Estudio para el mejoramiento de construcción de pavimentos de hormigón, Región de Aysén. 2003.
- Peña Diaz Alfredo, Hahmann Andrea N., Hasager Charlotte Bay, Bingöl Ferhat, Karagali Ioanna, Badger Jake, Badger Merete, Clausen Niels-Erik. South Baltic Wind Atlas: South Baltic Offshore Wind Energy Regions Project. 2011. (Denmark. Forskningscenter Risoe. Risoe-R).
- *Pleim Jonathan E.* A combined local and nonlocal closure model for the atmospheric boundary layer. Part I: Model description and testing // Journal of Applied Meteorology and Climatology. 2007. 46, 9. 1383–1395.
- *Rignot Eric, Rivera Andrés, Casassa Gino.* Contribution of the Patagonia Icefields of South America to sea level rise // Science. 2003. 302, 5644. 434–437.
- SERNATUR Aysén. Anuario de Turismo, Región de Aysén. 2017.
- SERPLAC. Atlas Región de Aysén 2005. 2005.
- STATCOM. Encuesta de percepciones, actitudes y prácticas de los ciudadanos de la región de Aysén. 2016.
- Schaefer M, Machguth H, Falvey M, Casassa G. Modeling past and future surface mass balance of the Northern Patagonia Icefield. 2013. 571–588.
- Schaefer M, Machguth Horst, Falvey M, Casassa G, Rignot E. Quantifying mass balance processes on the Southern Patagonia Icefield. 2015.
- Skamarock WILLIAM C, Klemp JB, Dudhia J, Gill DO, Barker DM, Duda MG, Huang X, Wang W, Powers JG. A description of the Advanced Research (WRF) model, Version 3 // Natl. Ctr. Atmos. Res., Boulder, CO. 2008. 7.
- *Skamarock William C, Klemp Joseph B.* A time-split nonhydrostatic atmospheric model for weather research and forecasting applications // Journal of computational physics. 2008. 227, 7. 3465–3485.

#### **BIBLIOGRAFÍA**

- Snyder John Parr. Map projections used by the US Geological Survey. 1982.
- Soto Néstor. Estudio de la configuración del modelo WRF para la estimación de potenciales eólicos en la región de aysén. 2020.
- TWP. V90/2000 Vestas. Revisado 2020.
- Thompson Gregory, Field Paul R, Rasmussen Roy M, Hall William D. Explicit forecasts of winter precipitation using an improved bulk microphysics scheme. Part II: Implementation of a new snow parameterization // Monthly Weather Review. 2008. 136, 12. 5095–5115.
- Villarroel Claudia, Carrasco Jorge F, Casassa Gino, Falvey Mark. Modeling near-surface air temperature and precipitation using WRF with 5-km resolution in the Northern Patagonia Icefield: A pilot simulation // Int. J. Geosci. 2013. 4. 1193–1199.
- Weisser D, Foxon TJ. Implications of seasonal and diurnal variations of wind velocity for power output estimation of a turbine: a case study of Grenada // International journal of energy research. 2003. 27, 13. 1165–1179.
- Wind Energy International. Global Total Installed Capacity [MW]. 2019.
- Zhao Pan, Wang Jiangfeng, Xia Junrong, Dai Yiping, Sheng Yingxin, Yue Jie. Performance evaluation and accuracy enhancement of a day-ahead wind power forecasting system in China // Renewable Energy. 2012. 43. 234–241.

## Anexo A

# Archivos necesarios para ejecutar WRF con datos ERA5

En este Anexo se adjunta el namelist, Vtable y ecmwf\_coeffs necesarios para inicializar WRF utilizando ERA5. Para el estudio se utilizaron los 137 niveles verticales y una resolución temporal de 3 horas.

#### namelist.wps:

```
&share
wrf_core = 'ARW',
max\_dom = 2,
start_date = '2018-12-26_00:00:00', '2018-12-26_00:00:00',
end_date = '2019-02-01_00:00:00', '2019-02-01_00:00:00',
interval_seconds = 10800,
io_form_geogrid = 2,
opt_output_from_geogrid_path = '/home/jessica/Build_WRF/output/tesis/',
debug_level = 0,
&geogrid
parent_id
              = 1,1,
parent_grid_ratio = 1,5,
i_parent_start = 1,22,
j_parent_start = 1,20,
e_{we} = 100,286,
       = 120,386,
e_sn
geog\_data\_res = '30s', '30s',
dx = 10000,
dy = 10000,
map_proj = 'lambert',
ref_lat = -46.595,
ref_lon = -74.133,
truelat1 = -46.595,
truelat2 = -46.595,
stand_{lon} = -74.133,
geog_data_path = '/home/jessica/Build_WRF/WPS_GEOG',
opt_geogrid_tbl_path = '/home/jessica/Build_WRF/output/tesis/',
ref_x = 50.0,
ref_y = 60.0,
&ungrib
out_format = 'WPS',
prefix = 'FILE',
&metgrid
fg_name = 'FILE', 'PRES',
io_form_metgrid = 2,
opt_output_from_metgrid_path = '/home/jessica/Build_WRF/output/tesis/',
opt_metgrid_tbl_path = '/home/jessica/Build_WRF/output/tesis/',
```

Figura A.1: namelist.wps necesario para inicializar WRF con ERA5.

#### Vtable

	Level Code	Level    1	Level    2	metgrid Name	metgrid   Units	metgrid   Description	
+					+	+	-
130	109	*		TT	K	Temperature	
131	109	*	İ	UU	m s-1	į u	
132	109	*		VV	m s-1	į V	
133	109	*		SPECHUMD	kg kg-1	Specific humidity	
152	109	*		LOGSFP	Pa	Log surface pressure	
157	109	*		RHUM	%	Relative humidity	
129	1	0		SOILGEO	m	į į	
i	1	0		SOILHGT	m	Terrain field of source analysis	
165	1	0		UU	m s-1	U	At 10 m
166	1	0		VV	m s-1	V	At 10 m
167	1	0		TT	K	Temperature	At 2 m
168	1	0		DEWPT	K		At 2 m
I	1	0		RH	%	Relative Humidity at 2 m	At 2 m
172	1	0		LANDSEA	0/1 Flag	Land/Sea flag	
134	1	0		PSFC	Pa	Surface Pressure	
134	109	1		PSFCH	Pa		
151	1	0		PMSL	Pa	Sea-level Pressure	
235	1	0		SKINTEMP	K	Sea-Surface Temperature	
31	1	0		SEAICE	0/1 Flag	Sea-Ice-Flag	
34	1	0		SST	K	Sea-Surface Temperature	
141	1	0		SNOW_EC	m		
ĺ	1	0		SNOW	kg m-2	Water Equivalent of Accumulated Snow Depth	
139	112	0	7	ST000007	K	T of 0-7 cm ground layer	
170	112	7	28	ST007028	K	T of 7-28 cm ground layer	
183	112	28	100	ST028100	K	T of 28-100 cm ground layer	
236	112	100	255	ST100255	K	T of 100-255 cm ground layer	
39	112	0	7	SM000007	fraction	Soil moisture of 0-7 cm ground layer	
40	112	7	28	SM007028	fraction	Soil moisture of 7-28 cm ground layer	
41	112	28	100	SM028100	fraction	Soil moisture of 28-100 cm ground layer	
42	112	100	255	SM100255	fraction	Soil moisture of 100-255 cm ground layer	
152	109	*		LOGSFP	Pa	Log surface pressure	

Figura A.2: Vtable necesario para inicializar WRF con ERA5.

## cmwf\_coeffs

```
0 0.000000 0.00000000

1 2.000365 0.00000000

2 3.102241 0.00000000

3 4.666084 0.00000000

4 6.827977 0.00000000

5 9.746966 0.00000000

6 13.605424 0.00000000

7 18.608931 0.00000000

8 24.985718 0.00000000

9 32.985710 0.00000000

10 42.879242 0.00000000

11 54.955463 0.00000000
```

```
12 69.520576 0.00000000
13 86.895882 0.00000000
14 107.415741 0.00000000
15 131.425507 0.00000000
16 159.279404 0.00000000
17 191.338562 0.00000000
18 227.968948 0.00000000
19 269.539581 0.00000000
20 316.420746 0.00000000
21 368.982361 0.00000000
22 427.592499 0.00000000
23 492.616028 0.00000000
24 564.413452 0.00000000
25 643.339905 0.00000000
26 729.744141 0.00000000
27 823.967834 0.00000000
28 926.344910 0.00000000
29 1037.201172 0.00000000
30 1156.853638 0.00000000
31 1285.610352 0.00000000
32 1423.770142 0.00000000
33 1571.622925 0.00000000
34 1729.448975 0.00000000
35 1897.519287 0.00000000
36 2076.095947 0.00000000
37 2265.431641 0.00000000
38 2465.770508 0.00000000
39 2677.348145 0.00000000
40 2900.391357 0.00000000
41 3135.119385 0.00000000
42 3381.743652 0.00000000
43 3640.468262 0.00000000
44 3911.490479 0.00000000
45 4194.930664 0.00000000
46 4490.817383 0.00000000
47 4799.149414 0.00000000
48 5119.895020 0.00000000
49 5452.990723 0.00000000
50 5798.344727 0.00000000
51 6156.074219 0.00000000
52 6526.946777 0.00000000
53 6911.870605 0.00000000
54 7311.869141 0.00000000
```

```
55 7727.412109 0.00000700
56 8159.354004 0.00002400
57 8608.525391 0.00005900
58 9076.400391 0.00011200
59 9562.682617 0.00019900
60 10065.978516 0.00034000
61 10584.631836 0.00056200
62 11116.662109 0.00089000
63 11660.067383 0.00135300
64 12211.547852 0.00199200
65 12766.873047 0.00285700
66 13324.668945 0.00397100
67 13881.331055 0.00537800
68 14432.139648 0.00713300
69 14975.615234 0.00926100
70 15508.256836 0.01180600
71 16026.115234 0.01481600
72 16527.322266 0.01831800
73 17008.789062 0.02235500
74 17467.613281 0.02696400
75 17901.621094 0.03217600
76 18308.433594 0.03802600
77 18685.718750 0.04454800
78 19031.289062 0.05177300
79 19343.511719 0.05972800
80 19620.042969 0.06844800
81 19859.390625 0.07795800
82 20059.931641 0.08828600
83 20219.664062 0.09946200
84 20337.863281 0.11150500
85 20412.308594 0.12444800
86 20442.078125 0.13831300
87 20425.718750 0.15312500
88 20361.816406 0.16891000
89 20249.511719 0.18568900
90 20087.085938 0.20349100
91 19874.025391 0.22233300
92 19608.572266 0.24224400
93 19290.226562 0.26324200
94 18917.460938 0.28535400
95 18489.707031 0.30859800
96 18006.925781 0.33293900
97 17471.839844 0.35825400
```

```
98 16888.687500 0.38436300
99 16262.046875 0.41112500
100 15596.695312 0.43839100
101 14898.453125 0.46600300
102 14173.324219 0.49380000
103 13427.769531 0.52161900
104 12668.257812 0.54930100
105 11901.339844 0.57669200
106 11133.304688 0.60364800
107 10370.175781 0.63003600
108 9617.515625 0.65573600
109 8880.453125 0.68064300
110 8163.375000 0.70466900
111 7470.343750 0.72773900
112 6804.421875 0.74979700
113 6168.531250 0.77079800
114 5564.382812 0.79071700
115 4993.796875 0.80953600
116 4457.375000 0.82725600
117 3955.960938 0.84388100
118 3489.234375 0.85943200
119 3057.265625 0.87392900
120 2659.140625 0.88740800
121 2294.242188 0.89990000
122 1961.500000 0.91144800
123 1659.476562 0.92209600
124 1387.546875 0.93188100
125 1143.250000 0.94086000
126 926.507812 0.94906400
127 734.992188 0.95655000
128 568.062500 0.96335200
129 424.414062 0.96951300
130 302.476562 0.97507800
131 202.484375 0.98007200
132 122.101562 0.98454200
133 62.781250 0.98850000
134 22.835938 0.99198400
135 3.757813 0.99500300
136 0.000000 0.99763000
137 0.000000 1.00000000
```

Esta tabla se utiliza junto con el ejecutable calc\_ecmwf\_p.exe para calcular los datos de entrada de WRF a niveles de presión.

## Anexo B

# Detalle de los estadísticos utilizados

Tablas que presentan los estadísticos calculados para realizar la validación del modelo.

#### Enero

Tabla B.1: Estadísticos calculados para las simulaciones realizadas en las estaciones meteorológicas, en el mes de enero.

Estadístico	Arroyo el Gato	Cochrane	EL Claro	La Junta	Tamelaike	Bajada Ibañez	Tortel	Ñirehuao
RMSE (m/s)	2.91	2.76	9.68	4.64	4.45	2.77	3.92	3.45
STD (m/s)	2.80	3.08	3.55	3.07	2.88	2.67	3.02	3.41
$\frac{\sigma_x}{\sigma_y}$	1.57	1.40	1.50	2.15	0.80	1.42	1.19	0.94
r	0.28	0.56	0.39	0.39	0.50	0.62	0.39	0.54
r^2	0.08	0.32	0.15	0.15	0.25	0.39	0.15	0.29
SESGO	-0.55	1.00	9.06	3.68	-3.05	1.83	2.48	-0.70

#### ■ Febrero

Tabla B.2: Estadísticos calculados para las simulaciones realizadas en las estaciones meteorológicas, en el mes de febrero.

Estadístico	Arroyo el Gato	Cochrane	EL Claro	La Junta	Tamelaike	Bajada Ibañez	Tortel	Ñirehuao
RMSE (m/s)	2.72	2.49	7.30	3.74	4.14	2.38	2.96	3.20
STD (m/s)	3.02	3.02	4.26	2.63	2.80	3.21	3.06	3.59
$\frac{\sigma_x}{\sigma_y}$	1.46	1.43	1.78	1.72	0.65	1.34	1.25	0.81
r	0.47	0.60	0.55	0.40	0.68	0.75	0.56	0.69
r^2	0.22	0.36	0.30	0.16	0.46	0.56	0.32	0.48
SESGO	0.09	0.61	6.38	2.83	-2.73	1.11	1.52	-0.28

#### Marzo

Tabla B.3: Estadísticos calculados para las simulaciones realizadas en las estaciones meteorológicas, en el mes de marzo.

Estadístico	Arroyo el Gato	Cochrane	EL Claro	La Junta	Tamelaike	Bajada Ibañez	Tortel	Ñirehuao
RMSE (m/s)	2.22	2.07	8.12	3.69	3.38	2.45	2.70	3.05
STD (m/s)	2.30	2.21	4.65	2.92	2.48	2.85	2.89	3.03
$\frac{\sigma_x}{\sigma_y}$	1.15	1.39	2.84	2.33	0.62	1.46	1.79	0.79
r	0.48	0.46	0.49	0.57	0.67	0.71	0.57	0.64
r^2	0.23	0.21	0.24	0.33	0.45	0.51	0.33	0.41
SESGO	-0.39	0.37	7.01	2.77	-1.72	1.44	1.31	0.70

#### Abril

Tabla B.4: Estadísticos calculados para las simulaciones realizadas en las estaciones meteorológicas, en el mes de abril

Estadístico	Arroyo el Gato	Cochrane	EL Claro	La Junta	Tamelaike	Bajada Ibañez	Tortel	Ñirehuao
RMSE (m/s)	2.81	3.43	9.53	4.42	4.08	2.77	3.78	3.52
STD (m/s)	2.36	3.12	5.42	3.53	3.10	3.31	3.67	4.11
$\frac{\sigma_x}{\sigma_y}$	1.03	1.79	2.74	2.90	0.7	1.4	1.37	0.93
r	0.37	0.33	0.55	0.45	0.62	0.68	0.50	0.68
r^2	0.14	0.11	0.30	0.20	0.39	0.46	0.25	0.46
SESGO	-1.08	1.62	8.33	3.10	-2.28	1.35	1.90	0.91

#### Mayo

Tabla B.5: Estadísticos calculados para las simulaciones realizadas en las estaciones meteorológicas, en el mes de mayo.

Estadístico	Arroyo el Gato	Cochrane	EL Claro	La Junta	Tamelaike	Bajada Ibañez	Tortel	Ñirehuao
RMSE (m/s)	2.42	3.06	9.30	4.07	3.76	2.93	3.47	3.79
STD (m/s)	2.52	2.48	5.11	3.58	2.52	2.99	3.15	3.83
$\frac{\sigma_x}{\sigma_y}$	1.09	1.71	2.69	2.74	0.61	1.22	1.30	0.96
r	0.50	0.10	0.55	0.15	0.57	0.62	0.41	0.63
r^2	0.25	0.01	0.31	0.20	0.32	0.39	0.17	0.40
SESGO	-0.28	1.27	8.22	2.51	-1.80	1.67	1.74	1.82

## Junio

Tabla B.6: Estadísticos calculados para las simulaciones realizadas en las estaciones meteorológicas, en el mes de junio.

Estadístico	Arroyo el Gato	Cochrane	EL Claro	La Junta	Tamelaike	Bajada Ibañez	Tortel	Ñirehuao
RMSE (m/s)	2.38	2.50	9.79	5.12	3.50	3.12	3.54	3.14
STD (m/s)	1.63	1.74	5.14	4.23	2.26	2.79	2.95	3.66
$\frac{\sigma_x}{\sigma_y}$	0.75	1.41	3.57	2.51	0.60	1.31	1.74	0.96
r	0.25	0.06	0.49	0.52	0.41	0.55	0.39	0.53
r^2	0.06	0.01	0.24	0.27	0.17	0.30	0.15	0.28
SESGO	-0.41	1.16	8.68	3.59	-0.72	1.99	2.18	3.63

## Anexo C

# Control de calidad de los datos observados

En este Anexo se muestran el control de calidad de los datos observados. Se realizó tanto para los datos de velocidad y para los datos de dirección del viento.

#### 1. La Junta:

**Velocidad del viento:** Se obtuvieron 212 datos sospechosos de un total de 4344 (sin considerar datos NaN). El número de datos dudosos por mes son:

■ Abril: 17

Los test que destacaron estos resultados fueron subdaily\_repetition y duplica-te\_columns

■ Mayo: 6

■ Junio: 134

**Dirección del viento:** De un total de 4344, se obtuvieron 61 datos sospechosos. El número de datos dudosos por mes son:

■ Febrero: 6 ■ Marzo: 6 ■ Abril: 11 ■ Junio: 38

En este caso solo destacó el test subdaily\_repetition

■ Febrero: 26 ■ Marzo: 29

#### 2. Arroyo el gato

**Velocidad del viento:** Se obtuvieron 106 datos sospechosos de un total de 4337 (sin considerar datos NaN). El número de datos dudosos por mes son:

■ Febrero: 16 ■ Marzo: 24 ■ Abril: 18 ■ Mayo: 20 ■ Junio: 28

Para esta ocasión solo destacó el test *subdaily\_repetition*.

**Dirección del viento:** De un total de 4337, se obtuvieron 100 datos sospechosos. El número de datos dudosos por mes son:

Enero: 0
 Marzo: 16
 Mayo: 20
 Febrero: 16
 Abril: 10
 Junio: 38

En este caso los test que destacaron el resultado fueron *climatic\_outliers* y *subdaily\_repetition*.

#### 3. Ñirehuao:

**Velocidad del viento:** Se obtuvieron 80 datos sospechosos de un total de 4344 datos sin NaN. El número de datos dudosos por mes son:

■ Mayo: 1 ■ Junio: 79

En este caso los test que destacaron el resultado fueron *subdaily\_repetition* y *duplica-te\_columns* 

**Dirección del viento:** De un total de 4344 datos, se obtuvieron 72 datos sospechosos. El número de datos dudosos por mes son:

■ Mayo: 1 ■ Junio: 71

En este caso los test que destacaron el resultado fueron *climatic\_outliers* y *subdaily\_repetition*.

#### 4. El Claro:

**Velocidad del viento:** Se obtuvieron 132 datos sospechosos de un total de 4331 datos sin NaN. El número de datos dudosos por mes son:

■ Marzo: 7 ■ Abril: 9 ■ Mayo: 21 ■ Junio: 95

En este caso los test que destacaron el resultado fueron *subdaily\_repetition* y *duplica-te\_columns* 

**Dirección del viento:** De un total de 4331 datos, se obtuvieron 81 datos sospechosos. El número de datos dudosos por mes son:

■ Marzo: 7 ■ Mayo: 7 ■ Junio: 67

En este caso solo destacó el test subdaily\_repetition

#### 5. Tamelaike:

**Velocidad del viento:**Se obtuvieron 10 datos sospechosos de un total de 4343 datos sin NaN. El número de datos dudosos por mes son:

■ Junio: 10

En este caso solo destacó el test subdaily\_repetition

**Dirección del viento:** De un total de 4343 datos, se obtuvieron 10 datos sospechosos. El número de datos dudosos por mes son:

■ Junio: 10

En este caso solo destacó el test subdaily\_repetition

#### 6. Bajada Ibañez:

**Velocidad del viento:** Se obtuvieron 22 datos sospechosos de un total de 4344 datos sin NaN. El número de datos dudosos por mes son:

■ Abril: 6 ■ Mayo: 16

En este caso solo destacó el test *subdaily\_repetition*.

**Dirección del viento:** De un total de 4344 datos, se obtuvieron 20 datos sospechosos. El número de datos dudosos por mes son:

■ Abril: 6 ■ Mayo: 14

En este caso solo destacó el test *subdaily\_repetition*.

#### 7. Cochrane:

**Velocidad del viento:**Se obtuvieron 76 datos sospechosos de un total de 4344 datos sin NaN. El número de datos dudosos por mes son:

■ Mayo: 43 ■ Junio: 33

En este caso solo destacó el test subdaily\_repetition

**Dirección del viento:** De un total de 4344 datos, se obtuvieron 23 datos sospechosos. El número de datos dudosos por mes son:

■ Mayo: 8 ■ Junio: 15

En este caso solo destacó el test subdaily\_repetition

8. **Tortel:** No se obtuvieron datos sospechosos tanto para velocidad y dirección de viento.

Descripción general de los test destacados en el control de calidad de datos.

*subdaily\_repetition*: Esta función reporta las ocurrencias de valores consecutivos iguales en datos subdiarios. Deben haber al menos seis números de valores consecutivos iguales, este valor puede ser modificado.

duplicate\_columns: Esta función busca datos que se hayan digitalizado dos veces por error.