



**UNIVERSIDAD DE CHILE**

**FACULTAD DE CIENCIAS AGRONÓMICAS**

**ESCUELA DE PREGRADO**

**MEMORIA DE TÍTULO**

**ANÁLISIS DEL POTENCIAL EÓLICO EN LA REGIÓN DE AYSÉN A PARTIR  
DEL MODELO ERA 5 *REANALYSIS*.**

**FERNANDA MONTSERRAT CASTAÑEDA CALATAYUD**

Santiago, Chile  
2020

**UNIVERSIDAD DE CHILE**

**FACULTAD DE CIENCIAS AGRONÓMICAS**

ESCUELA DE PREGRADO

MEMORIA DE TÍTULO

**ANÁLISIS DEL POTENCIAL EÓLICO EN LA REGIÓN DE AYSÉN A PARTIR  
DEL MODELO ERA 5 *REANALYSIS*.**

**ANALYSIS OF THE WIND POTENTIAL IN AYSÉN REGION FROM THE ERA 5  
*REANALYSIS* MODEL.**

**FERNANDA MONTSERRAT CASTAÑEDA CALATAYUD**

Santiago, Chile  
2020

**UNIVERSIDAD DE CHILE**

FACULTAD DE CIENCIAS AGRONÓMICAS

ESCUELA DE PREGRADO

**ANÁLISIS DEL POTENCIAL EÓLICO EN LA REGIÓN DE AYSÉN A PARTIR  
DEL MODELO ERA 5 REANALYSIS.**

Memoria para optar al Título Profesional de:  
Ingeniero en Recursos Naturales Renovables

**FERNANDA MONTSERRAT CASTAÑEDA CALATAYUD**

**Profesor Guía**

Calificaciones

Sr. Cristian Mattar Bader  
Ingeniero en Recursos Naturales Renovables, M.S.c., Ph.D.



6,0

**Profesores Evaluadores**

Sr. Luis Morales S.  
Profesor de Ciencias Naturales y Física, Dr.



7,0

Sr. Juan Manuel Uribe M.  
Ingeniero Agrónomo

6,8

Santiago, Chile  
2020

*No es momento de ser cobarde.*

***¡Gracias totales!***

## AGRADECIMIENTOS

Agradezco a cada persona que me acompañó en este proceso, en primer lugar a mi familia entera por acompañarme en cada momento que los necesité y creer en mí con mucha fuerza. A mis papás por apoyarme y darme ánimos a su manera sin permitirme tirar la toalla, a mis hermanas y mi hermano por darme tanto amor y risas, a mis padrinos por ser los mejores y a mi mami y mi papi por ser los mejores abuelos del mundo y regalónearme muchísimo siempre (mi sueño era que ellos me vieran titulada, costó pero se pudo).

Quiero agradecer a los integrantes del Laboratorio de Análisis de la Biósfera (LAB) por entregarme la oportunidad de desarrollar esta memoria, en especial a su director Cristian Mattar quien fue mi profesor guía y me tuvo gran paciencia cuando las cosas estuvieron difíciles. Gracias infinitas también a Nico por ser mi colaborador no oficial, por siempre tener tan buena disposición para resolver mis dudas y explicarme cosas en detalle, Nico sos lo más grande del LAB.

Les agradezco a mis amigos, que me entregaron tantas risas y apañe durante estos años de Universidad. Al Pipe por ser mi gemelo y gran partner, desde esas tardes de hacer el herbario (dos veces) tomando chela, en carretes, trabajos y en toda mi vida universitaria. A la Ampí, a la Nacha y a la Babi por ser amigas tan tan bacanes y lindas con las que tengo la suerte de compartir risas e historias maravillosas; al Joe, Juanin (mención especial por aguantarme sacando la vuelta, viendo videos y tirando la talla en todos los trabajos), Barbarita, Andrea, Fran, Andi y al Brrbrr, por tantos momentos compartidos y por tanto amor entregado, que suerte tenerlos de amigos porque son todos muy bacanes. Finalmente agradecerle al Jota, por tanto amor, por todo el apoyo y apañe, por siempre subirme el ánimo y hacerme reír con sus chistes o con memes, eres el mejor compañero que podría pedir.

Gracias a la vida por los que siguen conmigo, por los que ya no están pero me enseñaron mucho, gracias infinitas por cruzarlos en mi camino y rodearme de tanto amor, sin ustedes no habría llegado hasta acá, les estoy profundamente agradecida y me siento afortunada de contar con gente tan hermosa, los quiero a todos.

¡Gracias totales!

## ÍNDICE

RESUMEN .....	1
ABSTRACT .....	2
INTRODUCCIÓN .....	3
Objetivo general.....	4
Objetivos específicos .....	5
MATERIALES Y MÉTODOS.....	6
Área de Estudio.....	6
Materiales .....	7
Métodos .....	7
Objetivo 1: Estimación del potencial eólico <i>off-shore</i> de la Región de Aysén a partir del modelo ERA5 <i>Reanalysis</i> .....	7
Procesamiento de datos ERA5.....	7
Cálculo potencial eólico .....	8
Objetivo 2: Comparación entre datos obtenidos a partir de ERA5 y datos de estaciones <i>in situ</i> presentes en la Región de Aysén.....	9
RESULTADOS .....	12
Estimación del potencial eólico <i>off-shore</i> de la región a partir de ERA5 <i>Reanalysis</i> .....	12
Comparación entre datos obtenidos a partir de ERA5 y datos de estaciones <i>in situ</i> presentes en la Región de Aysén.....	15
DISCUSIÓN.....	19
CONCLUSIÓN .....	21
BIBLIOGRAFÍA .....	22

## Índice de figuras

Figura 1. Área de estudio .....	6
Figura 2. Promedio mensual para serie completa de Velocidad de Viento [ $\text{m s}^{-1}$ ] .....	13
Figura 3. Valores de velocidad de viento obtenidos a partir de la serie de tiempo de 1978-2018 a 100 metros de altura. Promedio (a), velocidades máximas (b), velocidades mínimas (c) y desviación estándar (d).....	14
Figura 4. Valores de Densidad de Potencia [ $\text{W m}^{-2}$ ] (a) y Potencial eólico [MW] (b) correspondientes al área de estudio.....	15
Figura 5. Gráfico dispersión entre valores de velocidad de viento de estaciones in situ y ERA5.....	18

## Índice de cuadros

Cuadro 1. Valores estadísticos de observaciones in situ y datos de ERA5.....	16
Cuadro 2. Valores densidad de potencia [ $\text{W m}^{-2}$ ] y potencial eólico [MW] para observaciones in situ y datos de ERA5.....	16

## RESUMEN

La energía eólica *off-shore* ha crecido de manera constante y sostenida en los últimos años, posicionándola como una de las energías renovables no convencionales de mayor crecimiento en el mundo. La escasez de datos *in situ* para su análisis otorga importancia a los modelos atmosféricos. ERA5 *Reanalysis* se instala como el nuevo modelo de predicción meteorológica del *European Center for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF), entregando datos históricos meteorológicos cada una hora para todo el mundo con una resolución de 30 x 30 km. En la presente memoria de título, se estimó el potencial eólico *off-shore* en la Región de Aysén a partir del modelo ERA5 *Reanalysis*. Para realizar esta estimación se utilizaron datos históricos de velocidad de viento a 100m de altura provistos por ERA5, con lo cual se calculó la densidad de potencia y el potencial eólico de la Región de Aysén. Posteriormente, los datos obtenidos fueron validados parcialmente utilizando datos *in situ* provenientes de nueve estaciones meteorológicas ubicadas dentro de la región, para lo cual las velocidades de viento de ERA5 debieron ser interpoladas a 20m de altura. Los resultados obtenidos muestran que los valores de la velocidad de viento promedio van desde los  $1,7 \text{ m s}^{-1}$  hasta los  $13,5 \text{ m s}^{-1}$ , mientras que los de potencial eólico oscilan entre los 0,15 MW y los 55 MW. Los sectores de mayor potencia se ubican al sur de los  $48^\circ \text{ S}$ , y los de menor potencial cercano a la latitud  $44^\circ \text{ S}$ . Respecto a los resultados de la validación de los datos *in situ*, la comparación de datos mostró que existe una subestimación en los valores de velocidad de viento promedio y potencial eólico por parte del modelo ERA5. Sin embargo las velocidades de viento siguen patrones similares, pues existe una correlación positiva entre los datos *in situ* y los modelados por ERA5 para la Región de Aysén. Este estudio contribuye a la caracterización del recurso eólico de la región, disminuyendo la brecha de información existente.

**Palabras clave:** energía eólica, *off-shore*, velocidad de viento, ERA5, potencial eólico.

## ABSTRACT

Off-shore wind energy has grown steadily in recent years, positioning it as one of the fastest growing non-conventional renewable energies in the world. The scarcity of in situ data for analysis gives importance to atmospheric models. ERA5 Reanalysis is installed as the new weather forecast model of the European Center for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF), delivering historical weather data every hour for the whole world with a resolution of 30 x 30 km. In this report, the off-shore wind potential in Aysén Region was estimated from the ERA5 Reanalysis model. To carry out this estimation, historical wind speed data at 100m altitude provided by ERA5 were used, with which the power density and wind potential of the Aysén Region were calculated. Subsequently, the data obtained were partially validated using in situ data from nine meteorological stations located within the region, for which ERA5 wind speeds had to be interpolated at a height of 20m. The results obtained show that the wind potential values range between 0.15 MW and 55 MW, where the sectors with the highest power are located south of 48°S, and those with the lowest potential close to latitude 44°S. Regarding the results of the validation of the in situ data, the data comparison showed that there is an underestimation in the values of average wind speed and wind potential by the ERA5 model. However, wind speeds follow similar patterns since there is a high correlation between the in situ data and those modeled by ERA5 for the Aysén Region. This study contributes to the characterization of the wind resource in the region, reducing the existing information gap.

**Keywords:** wind energy, offshore, wind speed, ERA5, wind power.

## INTRODUCCIÓN

La generación de energía renovable es un tema de gran relevancia a nivel mundial (IRENA, 2017; Liu, 2016), dado que la demanda global se encuentra en aumento además de evitar impactos negativos hacia el medioambiente causados por la generación energética de combustibles fósiles (Ritchie y Roser, 2019; Letcher, 2019). En este contexto, se encuentra la energía eólica, que según Weiss *et al.* (2018), se destaca como una de las tecnologías más prometedoras y económicamente viables para la generación de energía renovable, con una capacidad instalada de 651 GW a nivel mundial al año 2019 (GWEC, 2020).

La energía eólica es un tipo de energía renovable no convencional (ERNC) que captura la energía contenida en el movimiento del aire a través de aerogeneradores para generar electricidad (Kalmikov, 2017). Dentro de la energía eólica existen dos categorías cuya diferencia radica en la ubicación de los aerogeneradores. La primera, es la energía eólica *on-shore*, donde los aerogeneradores están instalados en tierra y la segunda, es la energía eólica *off-shore*, que consiste en aerogeneradores emplazados en el mar. La energía eólica *off-shore* destaca como una de las energías renovables de mayor crecimiento en el mundo, reflejado en que el año 2017 alcanzó un récord de 4.334 MW de nueva capacidad instalada (GWEC, 2018). Actualmente la capacidad instalada total corresponde a 29 GW (GWEC, 2020), donde Reino Unido, Alemania, Dinamarca y Bélgica concentran un 69% de la capacidad total, China un 23% y el resto del mundo un 8% (GWEC, 2020).

El creciente desarrollo a nivel mundial de la energía eólica *off-shore* se debe a varios factores, tales como la disminución de los costos asociados a la tecnología, desarrollo de políticas relacionadas a las licitaciones de estos proyectos, avances tecnológicos y las ventajas intrínsecas que posee por sobre la energía *on-shore* (IRENA, 2018; Breeze, 2016). Dentro de las ventajas sobre la generación *on-shore* se destaca la presencia de un mayor potencial eólico dadas las características propias de los vientos oceánicos, la existencia de menos perturbaciones ligadas al roce y la topografía del terreno, haciendo que los vientos sean más constantes que en tierra (Zheng *et al.*, 2016; Kalogirou, 2014); además, el emplazamiento en el mar evita la competencia por el uso de suelo (Lynn, 2012; Mahdy y Bahaj, 2017).

Actualmente se está caracterizando y analizando el potencial eólico *off-shore* a nivel mundial, dicha caracterización puede realizarse a través de reanálisis de datos utilizando modelos como ERA5 *Reanalysis* (Olauson, 2018), debido a los altos costos que implica el tomar datos a través de otros métodos (Courtney y Hasager, 2016). Este modelo interpola observaciones meteorológicas incorporando como *inputs* tanto observaciones pasadas como información obtenida del resultado de modelos numéricos de predicción, los que a su vez utilizan varias bases de datos al mismo tiempo y permiten obtener información en lugares donde los datos *in situ* son escasos, como por ejemplo en la estimación de potencial eólico *off-shore* (Bechtle

*et al.*, 2019). ERA5 es un modelo que a partir de enero del año 2019 posee un set de datos históricos desde el año 1979 hasta cinco días antes del presente, donde entrega valores de velocidad de viento cada una hora a 10 y 100 metros de altura con una resolución de 30 x 30 km (ECMWF, s.f.). Los datos de ERA5 han sido utilizados principalmente en lugares como el norte de África, el Medio Oriente, Europa y Asia (Czerneckia, *et al.*, 2019; Mahmoodia, *et al.*, 2019; Tazareka *et al.*, 2020; Ulazia *et al.*, 2019; Olaniran y Muritala, 2020) para temas de prospección eólica. Tetzner *et al.* realizó un estudio al sur de la Península Antártica Ellsworth, validando los valores estimados por ERA5 y ERA *Interim* a través de la comparación de estos datos modelados con los datos observados por estaciones *in situ*. En Chile se han realizado estudios que estiman el potencial eólico *off-shore* utilizando datos de ERA *Interim*, sin embargo, los datos de ERA5 no han sido utilizados hasta ahora con este propósito.

En Chile el potencial eólico *off-shore* es poco considerado, lo que se puede visualizar en que incluso en el “*Informe Preliminar del Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo*” se menciona la acotada factibilidad técnica de esta tecnología dada la profundidad de las costas (Ministerio de energía, 2017). Por otro lado, el potencial eólico sobre tierra sí ha sido analizado, lo cual se refleja en la existencia de numerosas plantas eólicas del tipo *on-shore* a lo largo del país, las que alcanzan una capacidad total instalada de 1.523,84 MW que representan el 6,54% de la capacidad total de Chile (CNE, 2019). No obstante, el año 2014 y 2016 se realizaron las primeras estimaciones del potencial eólico *off-shore* para las costas de Chile a través de los estudios de Mattar y Villar-Poblete, y de Mattar y Borvarán, respectivamente. Posterior a ello, Mattar y Guzmán-Ibarra (2017) desarrollaron un estudio sobre la factibilidad técnico-económica para la instalación de energía eólica *off-shore* en Chile. Recientemente, González-Alonso de Linaje *et al.* (2019) realizó un análisis sobre las implicancias en la configuración del modelo WRF para la estimación del potencial eólico *off-shore* en la costa de la región de Coquimbo. Estos estudios, apuntan a la existencia de un potencial eólico aprovechable en las costas de Chile aunque los resultados ameritan ser estimados con nuevas fuentes de datos como ERA5. Además, Zheng *et al.* (2018) y Zheng *et al.* (2016) han realizado estudios a nivel global que destacan la abundancia de este recurso energético en una franja que recorre la porción más austral del hemisferio sur, la cual en su sector oriente coincide con la costa de la Patagonia chilena. Es por esta razón que esta memoria tiene como propósito realizar un análisis del potencial eólico en el mar territorial, fiordos y canales de la Región de Aysén a partir del modelo ERA5 *Reanalysis*, para así aportar información relevante en materias de prospección eólica *off-shore* en el sur del país.

### **Objetivo general**

- Análisis del potencial eólico *off-shore* en la región de Aysén a partir del modelo ERA 5 *Reanalysis*.

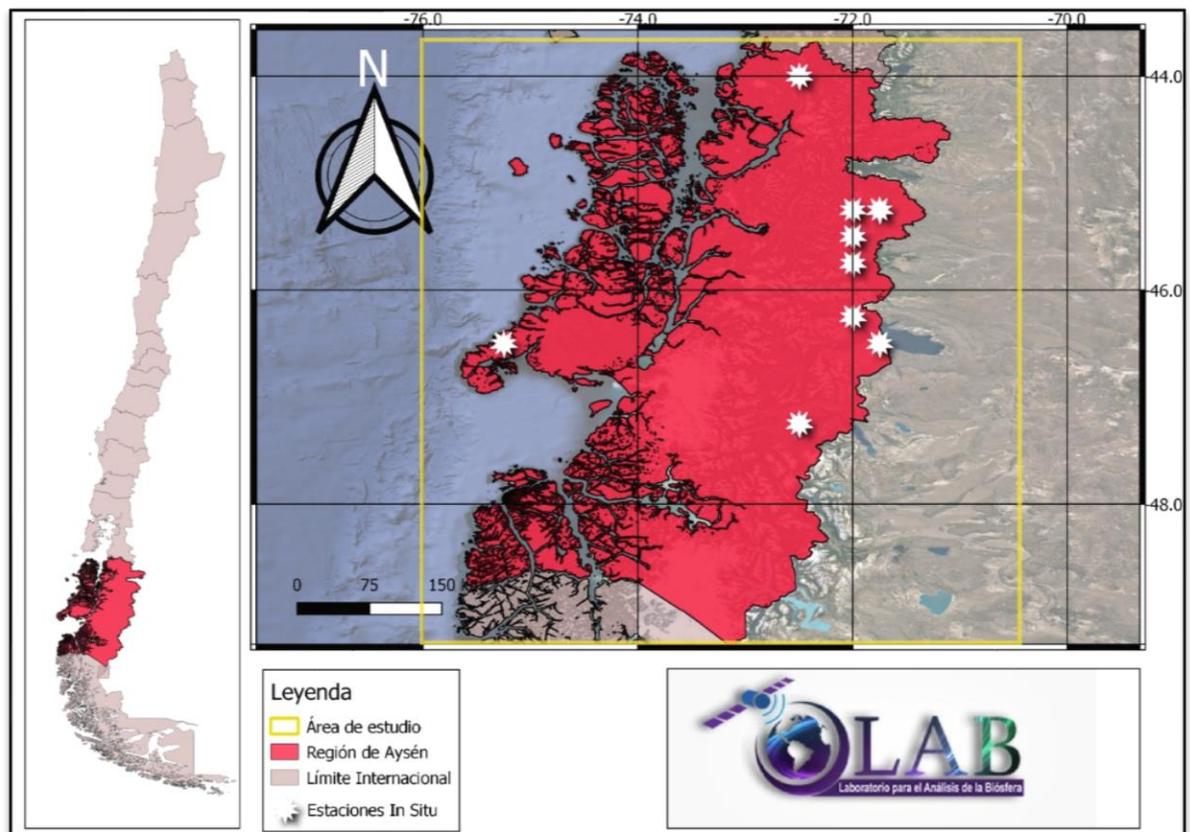
### Objetivos específicos

- Estimar el potencial eólico *off-shore* de la Región de Aysén a partir del modelo ERA 5 *Reanalysis*.
- Comparación parcial entre datos obtenidos a partir de ERA5 y observaciones de estaciones *in situ* presentes en la Región de Aysén.

## MATERIALES Y MÉTODOS

### Área de Estudio

El presente estudio tiene lugar en la costa de la Región de Aysén (Figura 1), específicamente en el mar territorial, que comprende una zona de 22,3 km de ancho (CONA, 2010), y las aguas interiores de la zona correspondientes a los canales y fiordos presentes en el límite oeste. La región está ubicada entre los 43°38' y 49°16' S, y desde los 71°06' W, hasta alcanzar el Océano Pacífico (BCN, 2019a). Posee un clima frío oceánico en el sector de archipiélagos islas y vertiente occidental, donde existe una presencia de fuertes vientos por la inexistencia de una barrera orográfica (BCN, 2019b).



**Figura 1.** Área de estudio

## Materiales

### *Modelo ERA 5 Reanalysis*

Creado por el ECMWF (Centro Europeo de Pronósticos Meteorológicos, según sus siglas en inglés), corresponde a un modelo de reanálisis que incorpora variables de cuatro dimensiones (x, y, z, tiempo) cada una hora, con datos atmosféricos desde el año 1979 hasta cinco días antes del presente. Posee una resolución espacial de 30 x 30 km y una resolución vertical compuesta por ciento treinta y siete niveles verticales presión. A partir de este modelo se obtuvieron valores de velocidad de viento en componentes U y V, a una altura de 100m.

### *Datos in situ*

Se utilizaron mediciones *in situ* de nueve torres meteorológicas ubicadas en el área de estudio que poseían información de libre acceso, las que están presentadas en la Figura 1, ocho son provenientes del Instituto de Investigaciones Agropecuarias (INIA) del Ministerio de Agricultura (El Claro, Chile Chico, Cochrane, La Junta, Tamelaike, Arroyo el Gato, Ñirehuao y Bajada Ibañez) con observaciones horarias y una proveniente de DIRECTEMAR (Faro Cabo Raper), la cual realiza observaciones cada tres horas.

## Métodos

### **Objetivo 1: Estimación del potencial eólico *off-shore* de la Región de Aysén a partir del modelo ERA5 Reanalysis**

#### **Procesamiento de datos ERA5**

Se procesaron datos atmosféricos provenientes de ERA5 para generar una grilla de datos conformada por pixeles que poseen una resolución de 30 x 30 km, con valores que van desde el año 1979 hasta cinco días antes del presente (ECMWF, s.f.). Cada año posee su propia serie de datos ordenados por fecha, los que incluyen los valores de velocidad de viento que se encuentran en componentes  $U$  y  $V$ , por lo que se calculó el módulo de la velocidad a través de la Ecuación 1 y la dirección de viento por medio de la Ecuación 2. La grilla de datos resultante corresponde a la cartografía de viento del área de estudio utilizada como entrada para el posterior cálculo del potencial eólico a través de la función de probabilidad de Weibull.

$$\bar{V} = \sqrt{V^2 + U^2}$$

**Ecuación 1**

Donde:

$\bar{V}$  = módulo de la velocidad de viento [ $\text{m s}^{-1}$ ].

$V$  = componente meridional del viento [ $\text{m s}^{-1}$ ].

$U$  = componente zonal del viento [ $\text{m s}^{-1}$ ].

### **Cálculo potencial eólico**

Posterior a la obtención del módulo de la velocidad de viento, se procedió a calcular el potencial eólico. Esto, a través del método estadístico de distribución de probabilidad de Weibull como un modelo empírico para aproximar las mediciones de velocidad de viento al área de estudio (Shoaib et al., 2019), donde la función de probabilidad de Weibull se adapta a la descripción de las propiedades estadísticas del viento (Soulouknga et al., 2018). La variación de la velocidad de viento es caracterizada a través de dos funciones de parámetros. En primer lugar, se caracteriza por la función de densidad de probabilidad (Ecuación 2), obteniendo de ella los parámetros  $k$  y  $c$  a través de los métodos de *Maximum Likelihood* y *Energy Pattern Factor*, según los métodos de estimación utilizados por Soulouknga et al. (2018) y Shoaib et al. (2019). Y en segundo lugar, la función acumulativa de Weibull (Ecuación 3), aplicable tras la obtención de los parámetros.

$$f(v) = \frac{dF(v)}{dv} = \left(\frac{k}{c}\right) * \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

**Ecuación 2**

Donde:

$f(v)$ = probabilidad de ocurrencia de Weibull.

$v$ = velocidades de viento simuladas [ $\text{m s}^{-1}$ ].

$k$ = factor de forma de la distribución de Weibull.

$c$ = factor de escala de la distribución de Weibull.

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

**Ecuación 3**

Donde:

$F(v)$ = Función acumulativa de Weibull

Tras la obtención de estos valores, se procederá a calcular el potencial eólico mediante la Ecuación 4, asumiendo un valor de  $1,225 \text{ Kg m}^{-3}$  para la densidad del aire y un área de  $23.779 \text{ m}^2$  correspondiente al área de barrido del aerogenerador V174-9.5 MW (MHI Vesta, 2020).

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho \int_0^{\infty} v^3 f(v) dv$$

**Ecuación 4**

Donde:

$P/A$ = potencial eólico [ $W m^{-2}$ ].

$\rho$  = densidad del aire [ $Kg m^{-3}$ ].

$v$ = velocidad de viento [ $m s^{-1}$ ].

$f(v)$ = probabilidad de ocurrencia de Weibull.

**Objetivo 2: Comparación entre datos obtenidos a partir de ERA5 y datos de estaciones *in situ* presentes en la Región de Aysén.**

Para realizar la comparación entre los datos de ERA5 y los datos provenientes de estaciones meteorológicas en la Región de Aysén, se utilizó información recopilada de las estaciones meteorológicas presentes en la región. Con estos datos se procedió a clasificar y sistematizar los datos de velocidad de viento según fecha, para el posterior cálculo del potencial eólico del área donde se encuentra cada estación *in situ* a través de la función de probabilidad de Weibull utilizando las ecuaciones 2, 3 y 4. Además, se utilizaron los valores de velocidad de viento y potencial eólico para los datos provenientes de ERA5 obtenidos para el objetivo 1.

Una vez sistematizados los datos *in situ* y procesados los datos provenientes de ERA5, se compararon parcialmente en función a la serie temporal que posee cada estación, los set de datos de ambas fuentes para velocidad de viento. Los set de datos provenientes de reanálisis de ERA5 fueron seleccionados a partir de la grilla más cercana a cada estación meteorológica (Tetzner *et al.*, 2019) para realizar la comparación. Estos datos para poder ser comparados con las observaciones de estaciones meteorológicas fueron elevados a 20m mediante la Ecuación 5 y transformados a datos diarios. La longitud de rugosidad superficial se definió acorde a la topografía del lugar donde se encontraba la estación meteorológica a comparar (Troen y Lundtang, 1990).

$$v_z = v_i \frac{\ln \left( \frac{z_z}{z_0} \right)}{\ln \left( \frac{z_i}{z_0} \right)}$$

**Ecuación 5**

Donde:

$v_z$ = Velocidad del viento estimada a la altura  $z_z$  [ $m s^{-1}$ ].

$v_i$  = Velocidad del viento a la altura inicial  $i$  [m s-1].  
 $z_z$  = Altura a la cual se quiere estimar la velocidad del viento [m].  
 $z_0$  = Longitud de rugosidad superficial [m].  
 $z_i$  = Altura a la cual se disponen los datos de velocidad  $v_i$  [m].

Una vez obtenidos los valores de velocidades de viento provenientes de ERA5 ( $\varepsilon_i$ ), junto con los datos observados en las distintas estaciones ( $\theta_i$ ), se procedió a realizar la comparación. Esto se llevó a cabo a partir del coeficiente de determinación ( $R^2$ ) (Ecuación 9) y de la Raíz del Error Cuadrático Medio (RMSE por sus siglas en inglés) (Ecuación 8). Para el cálculo del RMSE, se calculó en primera instancia el *Bias* (Ecuación 6), que representa un indicador de exactitud de los valores obtenidos a partir de ERA5 ( $\varepsilon_i$ ) frente a los datos observados de cada estación *in situ* ( $\theta_i$ ); y el *Sigma* (Ecuación 7), el cual representa un indicador de precisión de los valores de ERA5 ( $\varepsilon_i$ ) ante los datos observados ( $\theta_i$ ).

$$Bias = \frac{\sum_{i=1}^n \varepsilon_i - \theta_i}{n}$$

**Ecuación 6**

Donde:

$\varepsilon_i$  = valor estimado.  
 $\theta_i$  = valor observado.  
 n = número de observaciones.

$$Sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\varepsilon_i - \theta_i)^2}{n - 1}}$$

**Ecuación 7**

Donde:

$\varepsilon_i$  = valor estimado.  
 $\theta_i$  = valor observado.  
 n = número de observaciones.

$$RMSE = \sqrt{Bias^2 + Sigma^2}$$

**Ecuación 8**

Donde:

$Bias$  = valor medio de los valores residuales.  
 $Sigma$  = desviación estándar de los valores residuales.

$$R^2 = \frac{SCR}{SCT} = \frac{\sum_{i=0}^n (\hat{y}_i - \bar{y}_i)^2}{\sum_{i=0}^n (y_i - \bar{y}_i)^2}$$

**Ecuación 9**

*SCR* = suma de cuadrados de la regresión.

*SCT* = suma total de los errores.

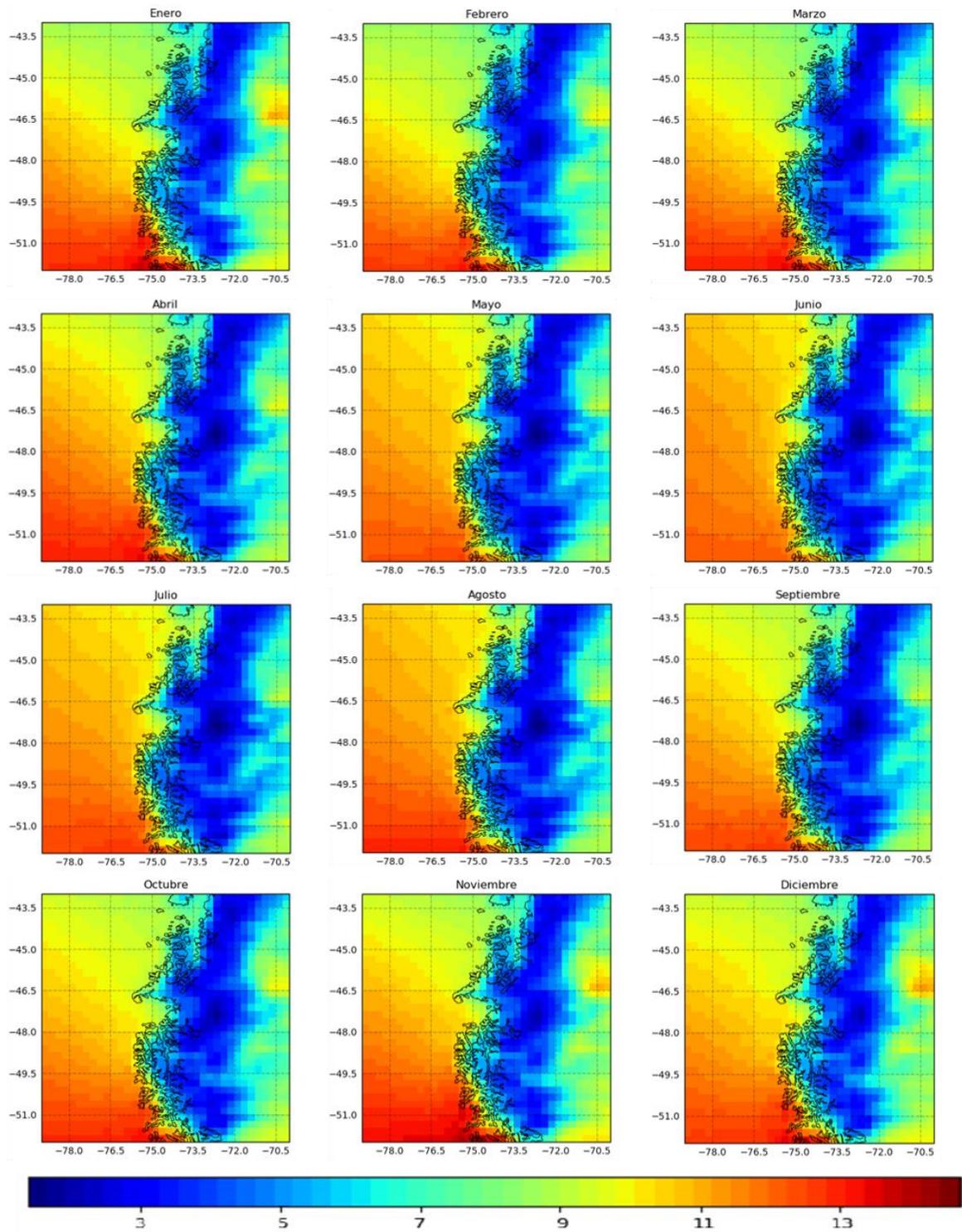
## RESULTADOS

### **Estimación del potencial eólico *off-shore* de la región a partir de ERA5 *Reanalysis***

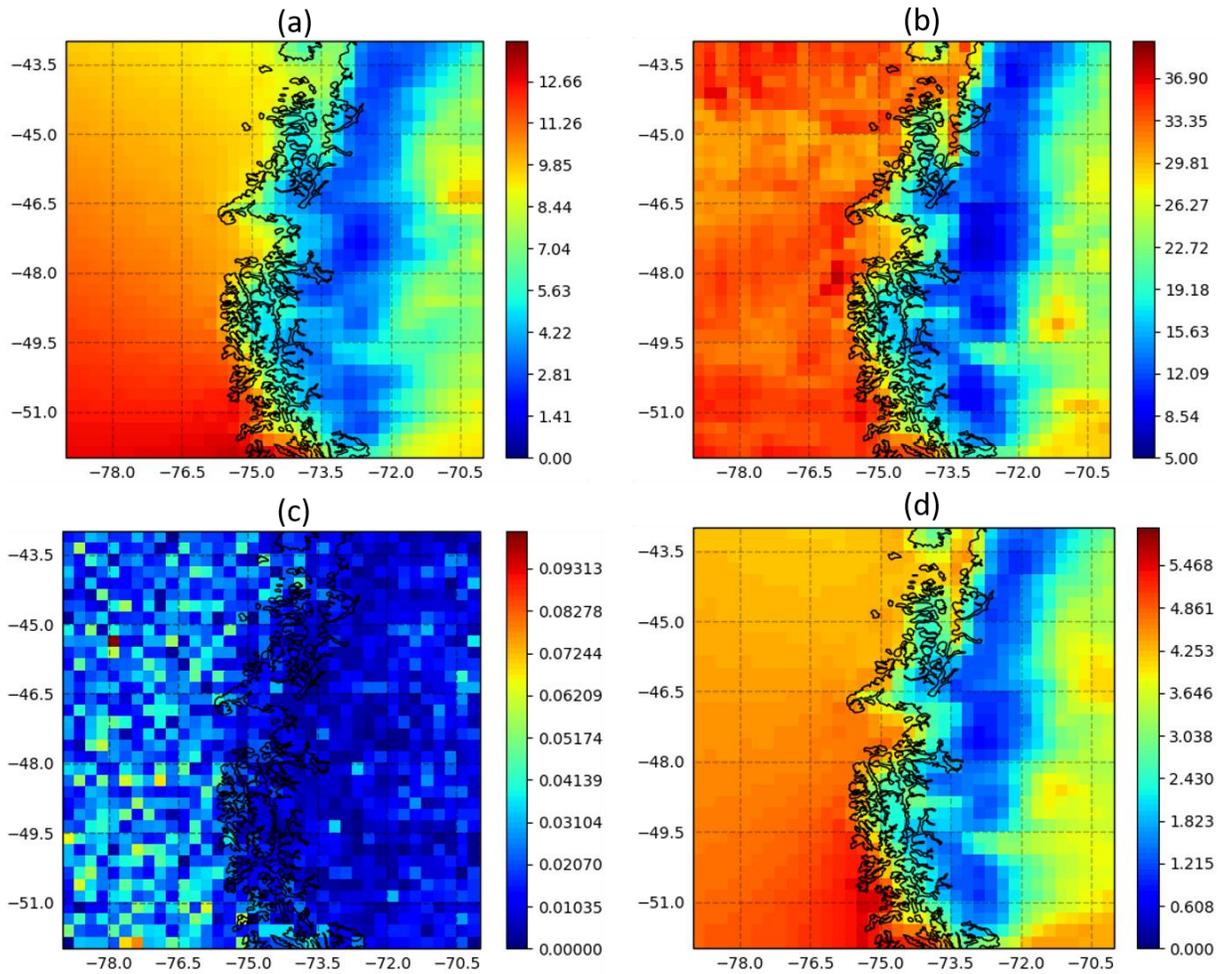
A través de la cartografía de viento generada a partir de los datos provenientes de ERA5, se obtuvo la densidad de potencia para el posterior cálculo del potencial eólico. En la Figura 4 se presenta la variación mensual de la velocidad de viento promediada para cada mes desde el año 1979 hasta el año 2018 a una altura de 100m. Los valores mínimos obtenidos se encontraron en el mes de junio con 1,3 y 12,3  $\text{m s}^{-1}$  de velocidad mínima y máxima respectivamente, mientras que los máximos valores se encontraron en enero con 2,1  $\text{m s}^{-1}$  de velocidad mínima y 14,5  $\text{m s}^{-1}$  de velocidad máxima. La velocidad presenta una tendencia a aumentar durante los meses estivales del hemisferio sur, donde noviembre, diciembre y enero son los meses con las mayores velocidades. Por otro lado, los valores de velocidad de viento tienden a disminuir a medida que se acercan los meses de invierno, donde junio presenta las menores velocidades de viento, seguido de julio y mayo.

El rango de velocidad promediada para la serie de tiempo se puede ver en la Figura 5 (a), esta presenta valores que van desde 1,7  $\text{m s}^{-1}$  hasta 13,5  $\text{m s}^{-1}$ , con una desviación estándar máxima de 5,5  $\text{m s}^{-1}$ . El menor valor encontrado es cercano a cero, por otro lado, la máxima velocidad fue de 37,8  $\text{m s}^{-1}$ . Con respecto a los valores obtenidos en el mar, las menores velocidades se ubican entre el 43 y 45°S con valores cercanos a los 10  $\text{m s}^{-1}$ , mientras que las mayores velocidades se encuentran entre el 47,5 y 52°S con valores que rodean los 13  $\text{m s}^{-1}$ . En relación a los valores de velocidad de viento dentro del continente y fiordos, estos se sitúan entre los 2,7 y 6,8  $\text{m s}^{-1}$ , dichos valores son considerablemente menores a aquellos ubicados desde la longitud 76°W hacia el este (en mar abierto), esto dado por la topografía del terreno junto a la existencia de más perturbaciones ligadas al roce, que afectan la dinámica de los vientos (Zheng *et al.*, 2016).

La variación dentro de la velocidad de viento a escala continental puede deberse al comportamiento del anticiclón del Pacífico Sur, pues el punto más austral alcanzado por el anticiclón lo alcanza durante el verano del hemisferio sur ubicándose aproximadamente entre los 40° y 46°S (Pérez-Santos *et al.*, 2019; Rahn y Garreaud, 2013). Este sector coincide con la zona dentro del mar con menores velocidades de viento, pues la presencia del anticiclón disminuye las velocidades de viento en la zona donde se ubica, por el contrario, aumentan las velocidades de viento en aquellas zonas donde no se encuentra, y de acuerdo con Pérez-Santos *et al.* (2019), las mayores velocidades de viento se registraron en la zona cercana a la latitud 51°S, coincidiendo con el sector que concentra los valores de mayor velocidad de viento encontrados en esta memoria.

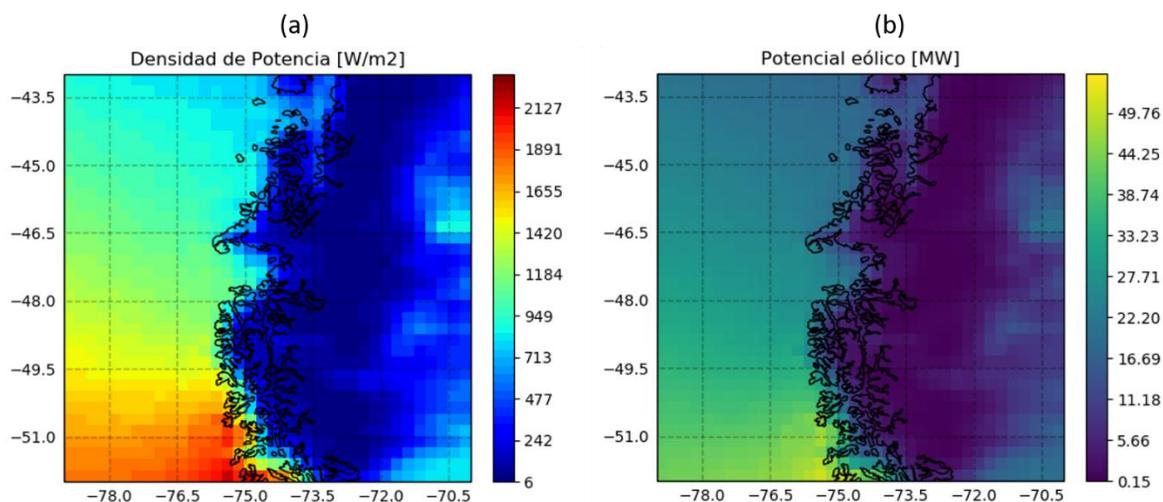


**Figura 2.** Promedio mensual para serie completa de Velocidad de Viento [ $\text{m s}^{-1}$ ]



**Figura 3.** Valores de velocidad de viento obtenidos a partir de la serie de tiempo de 1978-2018 a 100 metros de altura. Promedio (a), velocidades máximas (b), velocidades mínimas (c) y desviación estándar (d).

En cuanto a lo que respecta a la Densidad de Potencia presentada en la Figura 6 (a), esta se presenta en un rango que va desde  $6,34 \text{ W m}^{-2}$  hasta  $2.300 \text{ W m}^{-2}$ . El potencial eólico se puede visualizar en la Figura 6 (b), sus valores oscilan entre los  $0,15 \text{ MW}$  y los  $55 \text{ MW}$ . Los sectores de mayor potencial se ubican principalmente en aquellas zonas alejadas de la costa y ubicadas en el sector más austral del área de estudio, esto se relaciona a que estos sectores coinciden con aquellos que presentan mayores velocidades de viento. Por otra parte, las zonas de menor potencial se ubican dentro del continente, fiordos y de la porción más boreal del área de estudio, cercano a la latitud  $44^\circ\text{S}$ . Estas zonas con bajo potencial eólico coinciden con aquellas con menores valores de velocidad de viento.



**Figura 4.** Valores de Densidad de Potencia [ $\text{W m}^{-2}$ ] (a) y Potencial eólico [MW] (b) correspondientes al área de estudio.

#### **Comparación entre datos obtenidos a partir de ERA5 y datos de estaciones *in situ* presentes en la Región de Aysén.**

Se realizó una comparación entre los valores obtenidos a partir de ERA5 y los datos *in situ* de estaciones meteorológicas, en la Figura 5 se presentan los valores correspondientes a RMSE, *Bias*, Sigma y  $R^2$  obtenidos para cada estación, donde se pueden observar valores de  $R^2$  que van desde 0,374 para la estación La Junta, que es la única estación cuyo coeficiente de correlación es menor al 0,5, hasta 0,832 para la estación Bajada Ibañez, seguido por Ñirehuao con un  $R^2$  de 0,796. Respecto a los valores de RMSE, estos van desde 2,458  $\text{m s}^{-1}$  en la estación Chile Chico, hasta 17,856  $\text{m s}^{-1}$  en la estación Tamelaike. Además, se puede observar que los valores de reanálisis de ERA5 subestiman los valores de cada una de las nueve estaciones, donde la mayor subestimación ocurre en Tamelaike, que posee el mayor valor de *Bias* correspondiente a 16,035  $\text{m s}^{-1}$  y con un valor de  $R^2$  de 0,76, mientras que el menor valor de *Bias* se encuentra en La Junta con 1,479  $\text{m s}^{-1}$  y con un  $R^2$  0,374.

En el Cuadro 1 se presentan los valores estadísticos para las observaciones de estaciones *in situ* y para los datos ERA5. Respecto a las observaciones de estaciones *in situ*, el valor de velocidad máxima se encontró en Tamelaike con 46,9  $\text{m s}^{-1}$ , mientras que para los datos provenientes de reanálisis el valor de velocidad máxima se encuentra en la estación Faro Cabo Raper con 22,34  $\text{m s}^{-1}$ . Por otro lado, el valor mínimo para las estaciones *in situ* se encontró en Chile Chico y Cochrane con 0,0  $\text{m s}^{-1}$ , coincidiendo con la velocidad mínima encontrada respecto a los valores de ERA5 en el píxel correspondiente a Cochrane con 0,0  $\text{m s}^{-1}$ . En relación al promedio, Tamelaike posee el mayor valor promedio en cuanto a las observaciones de datos *in situ* con 19,2  $\text{m s}^{-1}$ , mientras que Faro Cabo Raper posee el mayor promedio de las velocidades provenientes de reanálisis con 6.14  $\text{m s}^{-1}$ .

**Cuadro 1.** Valores estadísticos de observaciones *in situ* y datos de ERA5

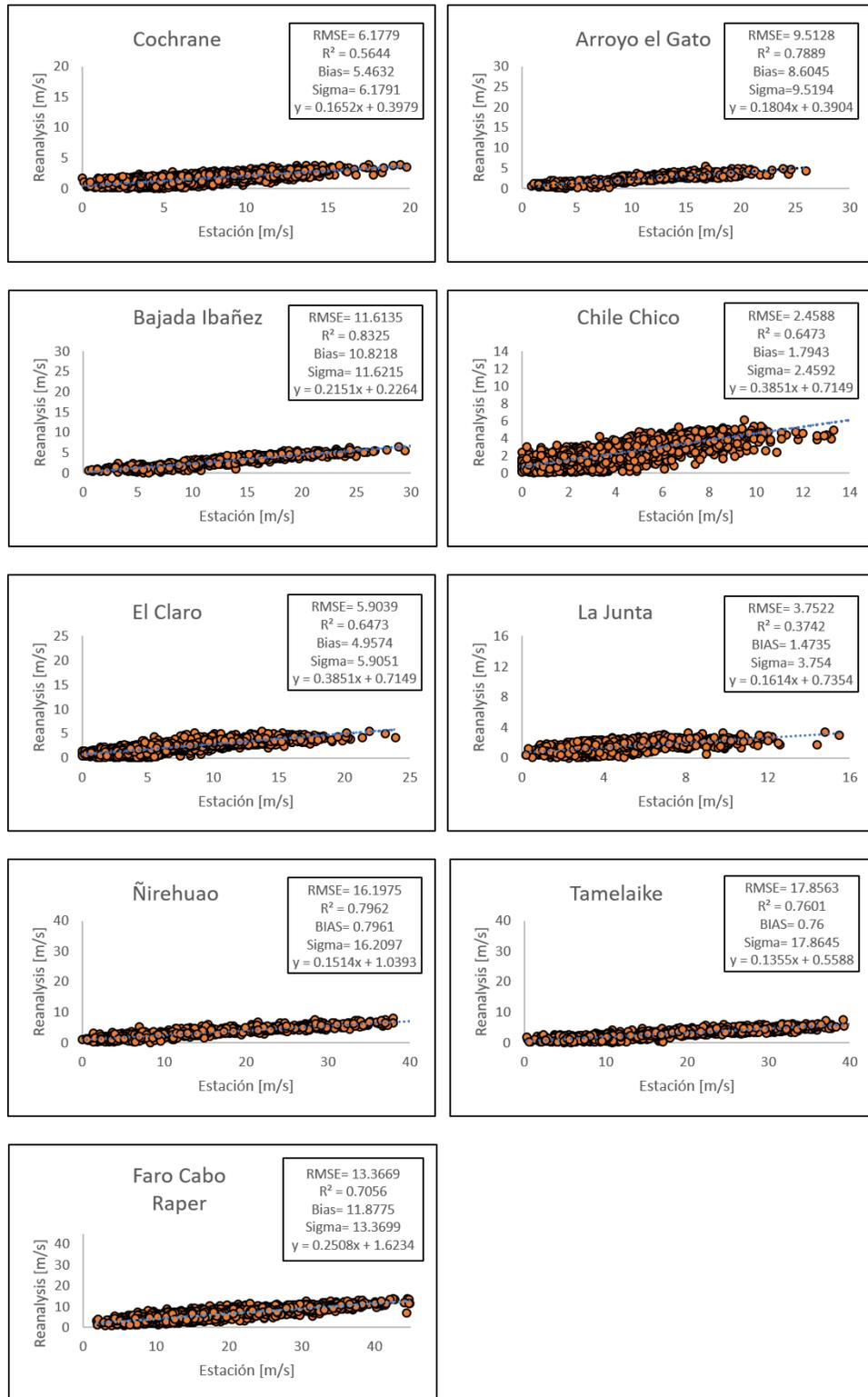
Estación	<i>In situ</i>	ERA5	<i>In situ</i>	ERA5	<i>In situ</i>	ERA5	<i>In situ</i>	ERA5
	Max		Min		Prom		Std	
<b>Arroyo el Gato</b>	26,00	8,53	0,90	0,06	10,97	2,96	4,92	0,99
<b>Bajada Ibañez</b>	32,50	8,98	0,50	0,07	14,08	3,53	5,33	1,41
<b>Chile Chico</b>	14,30	10,21	0,00	0,01	4,08	3,22	2,48	1,69
<b>Cochrane</b>	20,40	15,93	0,00	0,00	7,02	2,53	3,40	1,39
<b>El Claro</b>	23,90	10,08	0,10	0,02	7,21	3,13	4,00	1,52
<b>Faro Cabo Raper</b>	46,25	22,34	1,88	0,04	18,02	6,14	8,00	2,93
<b>La Junta</b>	15,50	6,63	0,20	0,01	4,57	1,93	2,45	0,85
<b>Ñirehuao</b>	45,60	10,74	0,50	0,05	17,69	4,07	9,66	1,82
<b>Tamelaike</b>	46,90	10,38	0,30	0,01	19,20	3,45	9,06	1,62

En el Cuadro 2 se presentan los valores de densidad de potencia y potencial eólico calculados a partir de las observaciones de las estaciones *in situ* y de los datos provenientes de reanálisis de ERA5. El mayor valor de potencial eólico respecto a los datos *in situ* se encontró en Tamelaike con 176,47 MW, y para los datos provenientes de ERA5 en Faro Cabo Raper con 5,86 MW.

**Cuadro 2.** Valores densidad de potencia [ $W m^{-2}$ ] y potencial eólico [MW] para observaciones *in situ* y datos de ERA5

Estación	<i>In situ</i>	ERA5	<i>In situ</i>	ERA5
	Densidad de potencia [ $W m^{-2}$ ]	Densidad de potencia [ $W m^{-2}$ ]	Potencial eólico [MW]	Potencial eólico [MW]
<b>La Junta</b>	114,06	3,68	2,71	0,09
<b>Arroyo el Gato</b>	1317,93	25,98	31,34	0,62
<b>Ñirehuao</b>	6959,51	68,48	165,49	1,63
<b>El Claro</b>	469,19	33,09	11,16	0,79
<b>Tamelaike</b>	7421,29	43,10	176,47	1,02
<b>Bajada Ibañez</b>	2437,05	40,00	57,95	0,95
<b>Chile Chico</b>	99,89	39,27	2,38	0,93
<b>Cochrane</b>	373,72	19,97	8,89	0,47
<b>Faro Cabo Raper</b>	5841,29	246,56	138,90	5,86

En la Figura 5 se comparan las velocidades de viento de cada estación meteorológica con las velocidades provenientes del set de datos de pixel de ERA5. En esta comparación, se puede observar que los valores de velocidades de viento de ERA5 subestiman las velocidades de viento en comparación a las obtenidas a partir de mediciones *in situ*, ya que no superan los  $16 \text{ m s}^{-1}$ , mientras que los valores de las estaciones *in situ* tienen un rango más amplio de velocidades observadas alcanzando hasta  $46 \text{ m s}^{-1}$ . Estas diferencias pueden deberse a diversos factores, entre ellos, que ERA5 contempla una resolución de  $30 \times 30 \text{ km}$ , por lo que no considera variaciones en el terreno que pudiesen generar cambios en la velocidad de viento de un punto específico. Por otro lado, esta diferencia también puede deberse a que existen pocas fuentes *in situ* ubicadas dentro de la zona de estudio que alimenten el *Reanalysis* mejorando la precisión de su cálculo (Haiden, *et al.*, 2018; ECMWF, s.f.).



**Figura 5.** Gráfico dispersión entre valores de velocidad de viento de estaciones in situ y ERA5.

## DISCUSIÓN

Se analizó el potencial eólico *off-shore* estimado para la región de Aysén a partir del modelo ERA5 *Reanalysis*. Los valores de potencial eólico *off-shore* del área de estudio presentaron resultados que debiesen ser considerados, dado que el comportamiento de la velocidad del viento, del potencial eólico y de la densidad de potencia poseen patrones similares a los presentados por Mattar y Guzmán-Ibarra (2017), además la variación a escala continental coincide con los hallazgos de la investigación realizada por Pérez-Santos *et al.* (2019), la cual plantea que estas variaciones son causadas por el anticiclón del Pacífico Sur. En estos tres estudios la zona ubicada al sur de la latitud 48°S alcanza los valores más altos, tanto mar adentro como en las zonas aledañas a la costa. Cabe destacar, que si bien el comportamiento es similar, existen diferencias entre los valores estimados por este estudio y el presentado por Mattar y Guzmán-Ibarra (2017). Esta investigación arroja una menor velocidad de viento promedio, una menor densidad de potencia y un menor potencial eólico que el estimado por la investigación realizada por Mattar y Guzmán-Ibarra (2017). Lo anterior, puede relacionarse con que dicho estudio utilizó una resolución de 16 x 16 km, mientras que esta memoria contempló una resolución de 30 x 30 km.

Posterior a la estimación del potencial eólico, se validaron parcialmente los datos obtenidos a partir de ERA5 (datos modelados) y los obtenidos desde estaciones meteorológicas (datos observados). Esta comparación arrojó resultados que indican una subestimación de los datos en el área de estudio por parte de ERA5, lo cual puede ser causado por diversas razones, entre ellas la resolución que posee ERA5, donde estima valores meteorológicos para una área de 30 x 30 km versus los datos observados provenientes de torres meteorológicas que miden estas variables en un área menor. Es por esta razón, que es posible que ERA5 no considere detalles como variaciones en la topografía, donde dichas variaciones generarían alteraciones en el cálculo de la velocidad de viento (Zheng *et al.*, 2016; Kalogirou, 2014). Además, algunos de los sectores donde se ubican las torres meteorológicas poseen una topografía accidentada, y están ubicadas cerca de cerros, zonas rocosas, sectores escarpados y algunas en sectores boscosos o colindantes a bosques, lo cual dificulta la precisión de reanálisis (Betchle, *et al.*; Olauson, 2018). En relación a lo anterior, esta subestimación también puede ser causada por la existencia de pocas fuentes *in situ* que alimenten el modelo. Las observaciones *in situ* utilizadas por ERA5 son provistas por la Organización Mundial Meteorológica (*World Meteorological Organization*, WMO por sus siglas en inglés) (ECMWF, s.f.), y en el sector del área de estudio existe una baja cantidad de estaciones que alimenten el modelo en comparación a las existentes en el resto del mundo (Haiden, *et al.*, 2018). Además, cabe mencionar que la documentación de ERA5 no provee información sobre la precisión de la estimación de la velocidad de viento (Bechtle *et al.*, 2019).

La subestimación en los valores de velocidad de viento, coincide con los resultados de Tetzner *et al.* (2019), donde determina que ERA5 subestima los valores de velocidad de viento en la Antártica (lugar donde también existen pocas estaciones que alimenten el modelo ERA5) en aproximadamente  $-1,08 \text{ m s}^{-1}$ .

A pesar de que los resultados de esta investigación arrojen que ERA5, con una resolución de  $30 \times 30 \text{ km}$  subestima los valores de velocidad de viento al compararlos con datos de estaciones meteorológicas ubicadas en territorio continental dentro del área de estudio, las velocidades poseen un patrón de comportamiento similar al presentado por los datos observados. Esto se ve reflejado en que ocho de las nueve estaciones poseen un  $R^2$  mayor a 0,5.

## CONCLUSIÓN

En la presente memoria se evaluó el potencial eólico *off-shore* para la región de Aysén a partir del modelo ERA5 *Reanalysis*, para posteriormente validar parcialmente estos valores al compararlos con datos *in situ* provenientes de nueve estaciones meteorológicas ubicadas dentro del territorio continental del área de estudio. Utilizando la información histórica provista por ERA5, se calculó la densidad de potencia y el potencial eólico. Respecto al potencial eólico, se obtuvieron valores que alcanzan hasta 55 MW en sectores cercanos a la costa de la latitud 51°S, lo cual se traduce en la zona con los mayores puntos de generación eólica. Con relación a la validación de los datos, los resultados arrojaron que ERA5 subestima considerablemente los valores de velocidad de viento, existiendo diferencias de hasta 15,75 m s<sup>-1</sup> entre las velocidades promedio, lo cual puede deberse a que se comparan observaciones provenientes de estaciones *in situ* con valores obtenidos de ERA5, los que son calculados con una resolución de 30 x 30 km, por lo que pueden no considerar las posibles variaciones en la topografía que afectaría en la estimación de la velocidad de viento, provocando una disminución de la precisión del reanálisis realizado por ERA5.

A pesar de la diferencia causada por la subestimación existe una correlación positiva entre los datos modelados y los observados, donde gran parte de los datos poseen un R<sup>2</sup> mayor a 0,6. La validación de los datos constituyó un desafío, dado que el presente estudio tomó lugar en una región que abarca una gran extensión de tierra donde existen pocas torres meteorológicas que entregan su información al público. Además, ocho de las torres disponibles se encuentran en el interior del territorio alejadas del mar, por lo que no es posible validar los datos de ERA5 obtenidos en el mar. Por otro lado, si bien la estación meteorológica Faro Cabo Raper se encuentra colindante al mar, su topografía podría afectar las mediciones de velocidad de viento, y ERA5, al utilizar una resolución de 30 x 30 km, podría no considerar estas variaciones, por lo que se recomendaría para el futuro incorporar a la metodología procesos para mejorar la resolución. Lo anteriormente mencionado aumenta la brecha existente para poder fomentar este tipo de energías, lo cual dificulta realizar investigaciones, análisis apropiados y certeros. Finalmente, los resultados de esta memoria aportan información que puede contribuir en la caracterización del recurso eólico de la región, disminuyendo así la brecha de información ya existente, fomentando estudios futuros y la implementación de este tipo de energías, buscando nuevas maneras de generar energía renovable en el área de estudio.

## BIBLIOGRAFÍA

- Bechtle, P., M. Schelbergen, R. Schmehl, U. Zillmann and S. Watson. 2019. *Airbone wind energy resource analysis*. *Renewable Energy*, 141:1103-1116.
- BCN (Biblioteca del Congreso Nacional). 2019a. [on line]. Región de Aisén, Chile nuestro país. Disponible en WWW: <https://www.bcn.cl/siit/nuestropais/nuestropais/region11/>. Citado: 19 de marzo de 2019.
- BCN (Biblioteca del Congreso Nacional). 2019b. [on line]. Clima y vegetación Región de Aysén, Chile nuestro país. Disponible en WWW: <https://www.bcn.cl/siit/nuestropais/region11/clima.htm>. Citado: 19 de marzo de 2019.
- Breeze, P. 2016. *Offshore Wind*. (cap 9, pp 75-84). En: *Wind Power Generation*. Boston: Academic Press. 97p.
- CNE (Comisión Nacional de Energía). 2019. [en línea]. Energía Abierta, capacidad total instalada. Disponible en el WWW: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>. Citado: 18 de marzo 2019.
- CONA (Comité Oceanográfico Nacional de Chile). 2010. Espacios Marítimos. (cap 1, pp 10-13). En: *Geología Marina de Chile*. Valparaíso: Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada de Chile (SHOA). 115p.
- Courtney, M. and C. Hasager. 2016. *Part One: Introduction to offshore wind energy and offshore wind farm siting: Remote sensing technologies for measuring offshore wind*. (4). En: *Offshore Wind Farms*. Cambridge, MA, Estados Unidos: Elsevier. 634p.
- Czerneckia, B., M. Taszareka, M. Maroszb, M. Pólrolniczaka, L. Kolendowicza, A. Wyszogrodzkic and J. Szturcc. Octubre, 2019. *Application of machine learning to large hail prediction - The importance of radar reflectivity, lightning occurrence and convective parameters derived from ERA5*. *Atmospheric Research*, 227: 249-262.
- ECMWF (*European Centre for Medium-Range Weather Forecasts*). S.f.. ERA5. [en línea]. Reino Unido: ECMWF. Recuperado en: <https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/reanalysis-datasets/era5> > Consultado el: 03 de mayo de 2020.
- GWEC (*Global Wind Energy Council*). 2018. *Global Wind Report 2017*. *Global Wind Energy Council*, Brussels. 72p.

GWEC (*Global Wind Energy Council*). 2020. *Powering the Future: Global Offshore Wind Workforce Outlook 2020-2024*. *Global Wind Energy Council*, Brussels. 32p

González-Alonso de Linaje, N., C. Mattar and D. Borvarán. 2019. *Quantifying the wind energy potential differences using different WRF initial conditions on Mediterranean coast of Chile*. *Energy*, 188.

Haiden, T., M. Dahoui, B. Ingleby, P. de Rosnay, C. Prates, E. Kuscu, T. Hewson, L. Isaksen, D. Richardson, H. Zuo and L. Jones. Noviembre, 2018. *Use of in situ surface observations at ECMWF, Forecast & Research Department*. England.

IRENA. 2017. *REthinking Energy 2017: Accelerating the global energy transformation*. *International Renewable Energy Agency*. Abu Dhabi. 130p.

IRENA. 2018. *Renewable Energy Benefits: Leveraging Local Capacity for Offshore Wind*. *International Renewable Energy Agency*. Abu Dhabi. 44p.

Kalogirou, S. 2014. *Wind Energy Systems*. (cap 13, pp 735-762). En: *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*. *Second Edition*. Boston: Academic Press. 819p.

Kalmikov, A. 2017. *Wind Power Fundamentals*. (cap 2, pp 17-24). En: *Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines*. Boston: Academic Press. 622p.

Letcher, T. 2019. *Why do we have global warming?. Managing Global Warming, An Interface of Technology and Human Issues* (2019):3-15

Liu, Z. 2016. *Global Energy Development: The reality and challenges*. (cap. 1, pp. 1-64). En: *Global Energy Interconnection*. Estados Unidos: Elsevier. 379p.

Lynn, P. 2012. *Onshore and Offshore Wind Energy: An Introduction*. Reino Unido: Wiley. 230p.

Mahdy, M. and A. Bahaj. 2017. *Multi criteria decision analysis for offshore wind energy potential in Egypt*. *Renewable Energy*, 118:278-289.

Mahmoodia, K., H. Ghassemia and A. Razminiab. Noviembre, 2019. *Temporal and spatial characteristics of wave energy in the Persian Gulf based on the ERA5 reanalysis dataset*. *Energy*, 187.

- Mattar, C. and D. Borvarán. 2016. *Offshore wind power simulation by using WRF in the central coast of Chile*. *Renewable Energy*, 94:22-31.
- Mattar, C. and M.C. Guzmán-Ibarra. 2017. *A techno-economic assessment of offshore wind energy in Chile*. *Energy*, 133:191-205.
- Mattar, C. y N. Villar-Poblete. 2014. Estimación del potencial eólico off-shore en las costas de Chile utilizando datos de escaterómetro y Reanálisis. *Revista de teledetección*, 41:49-58.
- MHI Vesta *Offshore Wind*. 2020. *Leading Edge Technology*. [en línea]. Dinamarca: MHI Vesta *Offshore Wind*. Recuperado en: <<http://www.mhivestasoffshore.com/innovations/>>. Consultado el: 30 de diciembre de 2019.
- Ministerio de Energía. 2017. *Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo, Informe Preliminar*. 93p.
- Olaniran, J. and M. Ayoolab. Junio, 2020. *Seasonality of wind speed, wind shears and precipitation over West Africa*. *Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics*.
- Olauson, J. 2018. ERA5: *The new champion of wind power modelling?*. *Renewable Energy*, 126:322-331
- Pérez-Santos, I., R. Seguel, W. Shneider, P. Linford, D. Donoso, E. Navarro, C. Amaya-Cárcamo, E. Pinilla and G. Daneri. 2019. *Synoptic-scale variability of Surface winds and ocean response to atmospheric forcing in the eastern austral Pacific Ocean*. En: *Ocean Science* 15(5) 1247-1266p.
- Rahn, D. and R. Garreaud. 2013. *A synoptic climatology of the near-surface wind along the west coast of South America*. *Internacional Journal of Climatology*. 34 (2013): 780792.
- Ritchie, H. and M. Roser. 2019. *Energy Production & Changing Energy Sources*. [en línea]. Oxford: *University of Oxford*. Recuperado en: <<https://ourworldindata.org/energy-production-and-changing-energy-sources>> Consultado el: 11 de abril de 2019.
- Shoaib, M., I. Siddiquib, S. Rehmanc, S. Khand and L. Alhemsc. 2019, abril. *Assessment of wind energy potential using wind energy conversion system*. *Journal Cleaner Production*, 216: 346-360.
- Soulouknga, M., S. Doka, N. Revanna, N Djongyang and T. Kofane. 2018, junio. *Analysis of wind speed data and wind energy potential in Faya-Largeau, Chad, using Weibull distribution*. *Renewable Energy*, 121: 1-8.

- Taszareka, M., S. Kendzierskia and N. Pilgub. Junio, 2018. *Hazardous weather affecting European airports: Climatological estimates of situations with limited visibility, thunderstorm, low-level wind shear and snowfall from ERA5*. *Weather and Climate Extremes*, 28.
- Tetzner, D., E. Thomas and C. Allen. 2019, junio. *A Validation of ERA5 Reanalysis Data in the Southern Antarctic—Ellsworth Land Region, and Its Implications for Ice Core Studies*. *Geosciences*, 9(7): 289.
- Troen, I. and E. Lundtang. 1990. El Atlas Eólico Europeo. Risø National Laboratory. [en línea]. Dinamarca: Comision de las Comunidades Europeas. 261p. Recuperado en: [https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/113794558/El\\_Atlas\\_Eolico\\_Europeo.pdf](https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/113794558/El_Atlas_Eolico_Europeo.pdf) Consultado el: 20 de mayo de 2020.
- Ulaziaa, A., J. Sáenzbc, G. Ibarra-Berastegicd, J.Gonzalez and S. Carreño. Noviembre, 2018. *Global estimations of wind energy potential considering seasonal air density changes*. *Energy*, 187.
- Weiss, C., R. Guanche, B. Ondiviela, O. Castellanos and J. Juanes. 2018. *Marine renewable energy potential: A global perspective for offshore wind and wave exploitation*. *Energy Conversion and Management*, 177:43-54.
- Zheng, C., C. Li, J. Pan, M. Liu and L. Xia. 2016. *An overview of global ocean wind energy resource evaluations*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 53:1240-1251
- Zheng, C., Z. Xiao, Y. Peng, C. Li and Z. Du. (2018). *Rezoning global offshore wind energy resources*. *Renewable Energy* 129, parte A(2018):1-11