



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

**USO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ISLA SANTA MARÍA
PARA REDUCIR SU DEPENDENCIA DE LOS COMBUSTIBLES
FÓSILES**

NATALIA AZIARES AGUAYO

Habilitación Profesional para optar al Título de Geofísico

Concepción - Chile
2018

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

**USO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ISLA SANTA MARÍA
PARA REDUCIR SU DEPENDENCIA DE COMBUSTIBLES
FÓSILES**

NATALIA AZIARES AGUAYO

Profesor Guía:

Dante Figueroa M.

Comisión:

James Morales Lassalle - Andrés Sepúlveda Allende



Habilitación Profesional para optar al Título de Geofísico

Concepción - Chile

2018

2018, Natalia Aziares Aguayo
Derechos de autor

Dedicatoria

A mi madre, a mi hermana del alma y a mi compañero de vida.

Agradecimientos

Quisiera agradecer a aquellas personas e instituciones que hicieron posible la ejecución de este estudio.

A Darnis Mediavilla por compartir sus resultados y conocimientos en la modelación del oleaje.

Al Centro EULA y en especial al Sr. Freddy Echeverría por facilitar las mediciones realizadas en la Isla Santa María.

Y por último, a la Seremi de Energía de la región de Biobío, y en especial a la Sra. Carola Venegas, ex seremi, por apoyar desde un comienzo esta investigación.

Resumen

El suministro eléctrico es un tema de gran importancia en la islas, las cuales, debido a su aislamiento, recursos limitados y lejanía de los continentes, frecuentemente dependen de la importación de combustibles fósiles. Frente a estos sistemas costosos, contaminantes y de alta inestabilidad en los precios, las energías renovables podrían ser la solución.

La Isla Santa María está ubicada en la región del Biobío, Chile, tiene una población aproximada de 3.000 habitantes, y se abastece de electricidad por medio de una planta a base de diésel. En esta tesis se evalúa los recursos renovables existentes en la isla, y se genera una propuesta alternativa a su sistema eléctrico actual. Para ello se cuantificó los recursos solar, eólico y undimotriz para la isla, usando datos medidos y modelados numericamente, y se calculó la energía que generarían convertidores apropiados a las características de la zona de estudio y representativos de cada una de estas fuentes renovables. El sistema aquí propuesto corresponde a uno híbrido, el cual durante las horas de sol se alimentará de energía solar, mientras que el resto del día será una combinación de energía eólica y combustibles fósiles. Con este sistema las ERNCs proveerían un 90 % de la demanda actual estimada para la isla (924 MWh en el año 2018), lo que evitaría el traslado y uso de unos 250.000 litros de diésel por año aproximadamente.

Tabla de Contenidos

Resumen	VII
1. Introducción	1
1.1. Problemática energética de las islas	1
1.1.1. Energías renovables en las islas	2
1.1.2. Política energética	3
1.2. Motivación, hipótesis y objetivos	4
1.2.1. El caso de Isla Santa María	4
2. Marco Teórico	7
2.1. Energía Solar Fotovoltaica	8
2.1.1. Estimación del recurso solar	8
2.1.2. Producción energética	12
2.2. Energía Eólica	13
2.2.1. Estimación del recurso eólico	15
Variabilidad temporal	16
Perfil vertical del viento	17
Función de densidad de probabilidad	18
2.2.2. Producción energética	19
2.3. Energía Undimotriz	20
2.3.1. Estimación del recurso undimotriz	22

2.3.2. Producción energética	24
2.4. Otras energías renovables no convencionales	25
3. Datos y Metodología	27
3.1. Zona de estudio: Isla Santa María	28
3.2. Datos	33
3.2.1. Estación meteorológica Ministerio de Energía	33
3.2.2. Estación meteorológica EULA	34
3.2.3. Explorador Solar y Eólico	35
3.2.4. Wave Watch III	35
3.2.5. Altimetría satelital	37
3.3. Elección de convertidores	38
3.4. Estimación de los recursos renovables	39
3.4.1. Estimación del recurso solar	39
3.4.2. Estimación del recurso eólico	40
3.4.3. Estimación del recurso undimotriz	41
3.5. Validación de simulaciones numéricas	43
3.6. Dimensionamiento y propuesta final	44
4. Resultados	45
4.1. Consumo eléctrico de Isla Santa María	45
4.2. Energía Solar Fotovoltaica	46
4.2.1. Trayectoria solar	46
4.2.2. Estimación del recurso	47
4.2.3. Panel solar fotovoltaico	49
4.2.4. Producción energética	50
4.3. Energía Eólica	51
4.3.1. Viento a 20 metros de altura	51
4.3.2. Viento a 50 metros de altura	54

<i>TABLA DE CONTENIDOS</i>	XI
4.3.3. Turbina eólica	55
4.3.4. Estimación del recurso eólico	58
4.4. Energía undimotriz	62
4.4.1. Convertidor undimotriz	66
4.5. Dimensionamiento y propuesta final	69
5. Conclusiones y Discusión	73
5.1. Discusión	75
6. Anexo	77

Índice de Ilustraciones

1.1. Matriz eléctrica de Chile	3
2.1. Elevación y azimut solar para el Hemisferio Sur	10
2.2. Capacidad de energía eólica instalada en el mundo	14
2.3. Componentes de una turbina estándar	15
2.4. Desempeño típico de turbina eólicas	19
2.5. Clasificación de convertidores de energía undimotriz	21
2.6. Espectro de energía del oleaje	23
3.1. Mapa Golfo de Arauco e Isla Santa María	28
3.2. Curvas de carga diaria	32
3.3. Ubicación de estación meteorológica	33
3.4. Ubicación de datos de oleaje	36
3.5. Métodos usados para estimación de perfil vertical de viento	40
4.1. Consumo eléctrico estimado para el 2018	45
4.2. Diagrama trayectoria solar	46
4.3. Promedios mensuales y ciclo diario de radiación solar	48
4.4. Rosa de vientos y diagrama de vector progresivo	53
4.5. Perfiles verticales de viento	54
4.6. Ciclo anual y diario para viento a 50 metros	57
4.7. Distribución de frecuencia y distribución de probabilidad de Weibull	58

4.8. Curva de potencia de turbina, número de horas de ocurrencia de una intensidad de viento y energía de salida de la turbina.	61
4.9. Ciclo anual de potencia media del oleaje.	63
4.10. Distribución direccional del oleaje.	64
4.11. Media mensual de altura de ola significativa.	64
4.12. Distribución bivariada.	66
4.13. Convertidor undimotriz Ceto	67
4.14. Ciclo anual de energía generada por diez WECs Ceto, versus el consumo estimado para el año 2018.	69
4.15. Ciclo diario de energía generada por los paneles solares Jinko vs el consumo en la isla para junio.	70
4.16. Ciclo diario de energía de salida de la turbina vs ciclo diario de consumo de la isla para junio.	71
4.17. Ciclo diario de energía generada por el sistema híbrido vs ciclo diario de consumo de la isla para junio.	72
4.18. Ciclo anual de energía generada por el sistema híbrido vs ciclo anual de consumo de la isla.	72

Capítulo 1

Introducción

Cuando la energía se obtiene y utiliza de manera óptima, se genera un círculo virtuoso que incide directamente en el crecimiento económico; ofrece oportunidades para el cuidado del medio ambiente y favorece el desarrollo de las personas, permitiendo así a la sociedad avanzar hacia un desarrollo equitativo y sustentable.

Energía 2050

1.1. Problemática energética de las islas

Los combustibles fósiles aportan cerca del 80 % a la matriz energética mundial [1] y son los responsables de cerca del 90 % de CO_2 que llega a la atmósfera [2]. Esta situación se hace más crítica en pequeñas islas, donde su lejanía y aislamiento las hace depender mayoritariamente de la importación de combustibles fósiles. Se

generan entonces, sistemas contaminantes, costosos y con inestabilidad en sus precios, que dejan a las comunidades isleñas en un estado de alta vulnerabilidad. Muchas de las islas en el mundo, especialmente las de tamaño pequeño y mediano, no tienen cobertura eléctrica. Ejemplo de esto son las islas del Pacífico, donde un 70 % de los hogares no tienen electricidad [2]. Por otro lado, aquellas que sí cuentan con cobertura, tienen a los combustible fósiles como su principal fuente, lo que les genera un alto gasto de importación. Los *Pequeños Estados Insulares en Desarrollo (SIDS)* por ejemplo, destinan cerca del 20 % del presupuesto de importaciones en el traslado de estos combustibles [2].

En Chile, por su parte, existen cerca de 3.900 islas [3]¹. Una de las más icónicas es Isla de Pascua, la cual se abastece eléctricamente con siete grupos electrógenos, que entregan una potencia instalada de 8.050 kW. Además cuentan con una pequeña planta fotovoltaica que genera diariamente cerca de 750 kW [4]. Un caso muy distinto es el de la Isla Mocha, en la región del Biobío, que es la única en el país en autosustentarse eléctricamente por medio de un sistema de generación en base de los pozos gasíferos que existen en el lugar [5].

1.1.1. Energías renovables en las islas

Frente a esta problemática, las energías renovables pueden ser la solución para lograr la cobertura eléctrica con fuentes energéticas propias y limpias en zonas aisladas. Sin embargo, la naturaleza intermitente de estos recursos tiene la desventaja de que no siempre coincide la demanda con el suministro ([6], [7]), lo que, si no es solucionado con un eficiente sistema eléctrico, puede resultar en constantes cortes o incluso el daño de los equipos de generación. Un completo análisis de esta problemática es desarrollado por *Notton, 2015* [7].

En la actualidad, la mayoría de los casos de estudios energéticos renovables en

¹Unidades insulares con una superficie mayor a 100.000 m² [3].

islas involucran sistemas híbridos, donde una de las fuentes es el combustible fósil. De esta manera, el principal objetivo se convierte en maximizar la contribución de los recursos renovables al sistema. *Centeno et al., 2014 [8]* presentan el estado del arte de este tema, y realizan el análisis de un sistema energético para una isla imaginaria libre de combustibles fósiles.

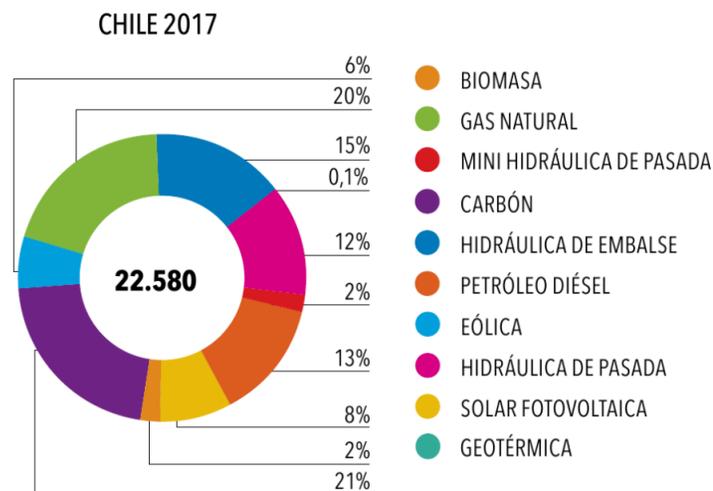


Figura 1.1: Matriz eléctrica de Chile en el año 2017: total nacional de la capacidad de generación eléctrica neta instalada en MW. Fuente: *Comisión Nacional de Energía [9]*.

1.1.2. Política energética

Si lo que se busca es impulsar la participación de las energías renovables en sistemas aislados, otro punto importante es el desarrollo de políticas públicas que las promuevan. En el año 2014, y luego de una profunda incertidumbre energética en el país, el gobierno de entonces inició el desarrollo del proyecto *Energía 2050 [10]* que buscaba elaborar una hoja de ruta a largo plazo en materia de políticas energéticas. El documento final incluyó temáticas como pasar de la matriz actual, que posee un 55 % de aporte de termoeléctricas [9] (ver figura

1.1), a una contribución del 70 % en energías renovables en el año 2050. Esto, además de tener un importante componente de beneficio ambiental, también está enfocado a disminuir la vulnerabilidad energética del país por la dependencia de combustibles importados. Por otro lado, también plantea la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector energético, ya que la quema de combustibles fósiles en el mundo es el responsable del 90 % de las emisiones de CO_2 [2].

Si bien, en ninguna parte del mencionado documento se hace referencia específicamente al uso de combustibles fósiles en zonas aisladas, estas políticas podrían ser aplicadas en islas chilenas que actualmente tienen al diésel como principal fuente de generación eléctrica.

1.2. Motivación, hipótesis y objetivos

1.2.1. El caso de Isla Santa María

La Isla Santa María es una zona rural ubicada en la región del Biobío. Tiene una población cercana a 3.000 habitantes, y su principal actividad económica es la pesca y la pequeña agricultura. Actualmente sus habitantes tienen acceso a la electricidad por medio de una planta a base de diésel que generó 878 MWh y consumió más de 250.000 litros de diésel en el año 2015. Durante varios años debieron pagar altos costos por kWh, que llegaban a quintuplicar los precios en el continente². Recién en el año 2011 recibieron un subsidio estatal que rebajó estos costos, pero que también limitó su consumo³. Se han analizado distintos medios para solucionar este tema, los que han incluido desde la instalación de un costoso cable submarino, hasta la instalación de torres eólicas, pero a la fecha ninguna se ha concretado.

²Solo se encontraron fuentes de noticias de la época [11].

³Hasta 100 kWh-mes puede consumir cada hogar para que la tarifa sea 140 \$/kWh.

Frente a esta problemática, se plantea la hipótesis que la isla podría aprovechar sus recursos energéticos renovables para auto-generación de electricidad y disminuir el uso de combustibles fósiles. A partir de esto, el principal objetivo de esta tesis es evaluar algunas de las fuentes renovables existentes en la isla, y entregar una propuesta –solo desde el ámbito de su potencial energético– para cubrir la demanda de la isla.

Objetivo principal

Evaluar los recursos solar, eólico y undimotriz existentes en Isla Santa María, proponiendo una combinación funcional para su sistema eléctrico que permita disminuir el uso de combustibles fósiles.

Objetivos específicos

- Estimar el consumo eléctrico actual de la isla, y su carga diaria.
- Evaluar los potenciales solar, eólico y undimotriz para la Isla Santa María usando datos medidos y/o modelados.
- Seleccionar convertidores para cada recurso renovable, justificando en cada caso la elección hecha.
- Evaluar y caracterizar la energía generada por cada convertidor a partir del potencial disponible en la isla.
- Proponer una combinación funcional de los recursos renovables para reducir el consumo de combustibles fósiles en la isla.

Estructura del documento

Este trabajo se compone de cuatro partes: (i) el Marco Teórico donde se definen los conceptos más relevantes relacionados a las energías renovables en estudio y que son usados en el posterior análisis; (ii) la Metodología, que incluye una descripción de la zona de estudio, los datos utilizados y el detalle del trabajo realizado; (iii) los Resultados que exponen los productos obtenidos y su análisis; y por último, (iv) las Conclusiones donde se resume los principales ítems del trabajo y una discusión final.

Capítulo 2

Marco Teórico

Las energías renovables son aquellas que se obtienen de fuentes naturales inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que poseen, o porque su capacidad de regenerarse es rápida (a escala humana). Entre ellas, se suele hacer una distinción entre los recursos tradicionales, como la energía hidroeléctrica de gran escala, y las no-convencionales (ERNCs), entre las que se encuentran: solar, eólica, geotérmica, undimotriz, mareomotriz, mini-hidro y biomasa.

A diferencia de lo que ocurre con los combustibles fósiles, las energías renovables son fuentes limpias e inagotables. En los últimos años han alcanzado gran auge debido a los acuerdos internacionales que buscan disminuir la emisión de gases contaminantes que contribuyen al calentamiento global. El año 2017, las ERNCs aportaron a la matriz energética mundial 1.081 GW de potencia; además se lograron cifras récord en caída de precios, inversión y desarrollo de tecnologías convertidoras [12].

2.1. Energía Solar Fotovoltaica

El recurso primario de energía sobre la Tierra es la energía proveniente del Sol, por lo que la vida y todos los procesos dinámicos que tienen lugar en nuestro planeta dependen directa o indirectamente de este astro. Es así como todos los recursos energéticos, incluyendo los combustibles fósiles, son o han sido originados por él.

La energía radiante del Sol es conocida como irradiancia solar (I), y su aprovechamiento para la generación de electricidad recibe el nombre de energía solar fotovoltaica. El desarrollo de las tecnologías convertidoras asociadas a este recurso surgen durante la primera mitad del siglo XIX, cuando Edmund Becquerel descubrió el efecto fotovoltaico [13]. Si bien en sus comienzos tuvo un lento crecimiento debido al alto costo de sus materiales, en la actualidad se posiciona dentro de los cuatro recursos renovables (incluyendo la hidroeléctrica) que más energía producen en el mundo. Y en particular, el año 2017 tuvo el récord de ser la energía que agregó más capacidad que cualquier otro tipo de sistema de generación, con 98 GW nuevos de potencia, alcanzando así, un total acumulado de 402 GW [12].

2.1.1. Estimación del recurso solar

Posición del Sol

La posición del Sol, y por lo tanto la energía solar disponible en cada lugar del planeta, varía con la latitud, el día del año, y más importante aún, con la hora del día. Los ángulos que definen esta posición, mostrados en la figura 2.1, son la elevación (β): ángulo formado por el Sol, el observador y el horizonte local; y el azimut (λ_s): ángulo definido por el norte y la proyección sobre el horizonte local de la línea recta que une la posición del Sol con el punto de observación. Estos

ángulos pueden ser calculados a partir de

$$\sin \beta = \cos \phi \cos \delta \cos w + \sin \phi \sin \delta, \quad (2.1)$$

$$\sin \lambda_S = \frac{\cos \delta \sin w}{\cos \beta}, \quad (2.2)$$

donde ϕ es la latitud a la que se encuentra el observador, y w es el ángulo horario, definido como el número de grados que la Tierra debe rotar para que el Sol esté directamente sobre el meridiano local del observador. Como la Tierra rota 15° por hora, la ecuación será $w = 15(h - 12)$, donde h es la hora solar. Para considerar las diferencias entre la hora local HL y la hora solar h se usa la siguiente ecuación

$$h = HL + 4(ltm - lon) + eqt, \quad (2.3)$$

donde ltm es la longitud del meridiano de referencia con el se define la hora local, lon es la longitud del lugar que se está analizando y eqt (en minutos) es la 'ecuación del tiempo' que entregará las correcciones asociadas a las variaciones del largo del día durante el año

$$eqt = 9,87 \sin(2B) - 7,53 \cos(B) - 1,5 \sin(B), \quad (2.4)$$

donde B (en grados) es

$$B = \frac{360}{364}(n - 81) \quad (2.5)$$

con n es el número del día dentro de un año (de 1 a 365).

La declinación, δ , corresponde al ángulo formado entre el plano del Ecuador terrestre y una línea dibujada desde el centro del Sol al centro de la Tierra. Se puede calcular como

$$\delta = 23,45^\circ \sin \left(\frac{360}{365}n - 81 \right) \quad (2.6)$$

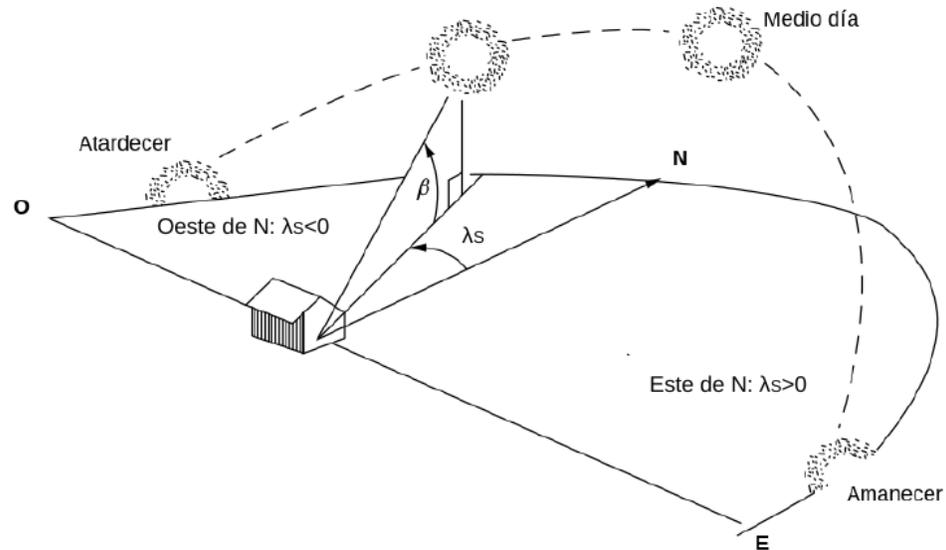


Figura 2.1: Ángulos para describir la posición del Sol en el Hemisferio Sur: β es la elevación y λ_s es el azimut. Editado de *Masters, 2004* [13]

Radiación sobre un colector solar

La radiación solar se puede clasificar según la forma en que incide sobre la superficie terrestre. De esta forma podemos encontrar las siguientes definiciones:

- Irradiancia normal directa (I_B): Radiación solar que viene en línea recta desde el Sol (subíndice B por su término en inglés).
- Irradiancia difusa (I_D): Radiación solar que llega a una superficie luego de ser dispersada por moléculas y partículas en la atmósfera, y que, por lo tanto viene de distintas direcciones.
- Radiación reflejada (I_R): Radiación solar que llega a una superficie luego de ser reflejada por la superficie terrestre.

La suma de la radiaciones directa y difusa que inciden sobre una superficie horizontal se conoce como irradiancia global horizontal (I_{GH}), y es la variable que

generalmente es registrada por los instrumentos de medición.

Para separar ambas componentes a partir de las mediciones de I_{GH} , se pueden usar las siguientes relaciones planteadas por *Erbs et al., 1982* [14]

$$\begin{aligned} \frac{I_{DH}}{I_{GH}} &= 1 - 0,9K_T; & K_T &\leq 0,22 \\ \frac{I_{DH}}{I_{GH}} &= 0,951 - 0,164K_T + 4,388K_T^2 - 16,64K_T^3 + 12,34K_T^4; & 0,22 < K_T &\leq 0,8 \\ \frac{I_{DH}}{I_{GH}} &= 0,165; & K_T &> 0,8 \end{aligned} \quad (2.7)$$

La irradiancia se mide en W/m^2 , K_T es el índice de claridad, definido como la razón entre la radiación global horizontal (I_{GH}) y la radiación global extraterrestre (I_0)

$$K_T = \frac{I_{GH}}{I_0} \quad (2.8)$$

Valores altos indican cielos despejados en los cuales la mayor parte de la radiación es directa; valores bajos indican condiciones de nubosidad con radiación principalmente difusa.

La radiación global extraterrestre I_0 [W/m^2] es la radiación solar recibida por una superficie horizontal situada en el límite superior de la atmósfera. Su valor integrado entre los ángulos w_1 y w_2 (en grados) puede ser determinado así [14]

$$I_0 = \frac{12}{\pi} CS \left[1 + 0,033 \cos \frac{360n}{365} \right] \left[\cos \phi \cos \delta (\sin w_2 - \sin w_1) + \frac{\pi(w_2 - w_1)}{180} \sin \phi \sin \delta \right] \quad (2.9)$$

CS es la constante solar, que es una estimación del promedio anual de radiación extraterrestre. Una de las aproximaciones comúnmente utilizadas es $1377 W/m^2$ [13].

Con estas variables es posible determinar ahora la irradiancia difusa y reflejada sobre una superficie inclinada en un ángulo μ (en este caso, la inclinación del colector solar que determina el subíndice C)

$$I_{DC} = I_{DH} \frac{1 + \cos \mu}{2} \quad (2.10)$$

$$I_{RC} = \rho I_{GH} \frac{1 + \cos \mu}{2} \quad (2.11)$$

donde ρ es la reflectancia de la superficie, cuyo valor típico para suelo ordinario o pasto es de 0,2.

La radiación horizontal directa I_{BH} puede ser obtenida restando la porción difusa I_{DH} del total I_{GH} . Para convertirla en la irradiancia que recibirá el colector I_{BC} , usamos

$$I_{BC} = I_{BH} \frac{\cos \theta}{\sin \beta} \quad (2.12)$$

con β , la elevación solar definida más arriba, y θ el ángulo formado entre el colector y los rayos incidentes

$$\cos(\theta) = \cos(\beta) \cos(\lambda_S - \lambda_C) \sin(\mu) + \sin(\beta) \cos(\mu), \quad (2.13)$$

donde λ_S y λ_C son el azimut solar y del colector respectivamente.

Por último, la radiación total que recibirá un panel I_C [W/m²] estará dado por

$$I_C = I_{BC} + I_{DC} + I_{RC} \quad (2.14)$$

Para optimizar este valor, es necesario que el colector solar esté orientado hacia el norte en el caso del Hemisferio Sur, esto es, que su azimut sea cercano a cero. Además, el panel deberá tener una inclinación óptima, la cual muchas veces es considerada igual al valor absoluto de la latitud ϕ del lugar en estudio, aunque hay quienes proponen usar $\phi + 15$ para aumentar así la radiación recibida en invierno, a pesar que el total anual disminuya [13].

2.1.2. Producción energética

La potencia generada por un panel solar dependerá de la temperatura que posea el mismo (T_C), y también por ende, de la temperatura ambiental T_A

$$T_C = T_A + \left(\frac{NOCT - T_{PTC}}{0,8} \right) S \quad (2.15)$$

donde $NOCT$ es la temperatura de funcionamiento nominal asociada a cada panel, y T_{PTC} y S corresponden a las condiciones de testeo PTC : T_{PTC} es la temperatura ambiente de testeo equivalente a 20°C y S la irradiancia igual 1 kW/m^2 .

La potencia P [W] generada por el panel estará dada por la temperatura del panel T_C y las pérdidas generadas por temperaturas más altas a su temperatura estándar T_{STC} (25°), dado por el coeficiente C_T

$$P = P_R(1 - C_T(T_C - 25)) \quad (2.16)$$

donde P_R [W] es la potencia máxima del panel en condiciones estándar (STC). Para calcular la energía diaria generada P_d [Wh], se puede utilizar el concepto de "horas peak solar" HPS , que asocia una hora peak solar a cada kWh/m^2 de radiación en un día. Así, si la radiación diaria en un lugar es 5 kWh/m^2 , se tendrá entonces 5 horas de "peak solar". De esta manera se establece que toda la radiación recibida durante un día será equivalente a 1 kWh/m^2 generado durante cada *hora peak*. Entonces, la energía generada en un día queda determinada como sigue

$$P_d = P \times (\text{h/día de peak solar}) \quad (2.17)$$

2.2. Energía Eólica

El viento es un recurso que el ser humano ha aprovechado desde tiempos remotos, ya sea en navegación, molienda de granos o extracción de agua. En la actualidad, la generación de electricidad usando energía eólica ha alcanzado un gran desarrollo, llegando a ser el segundo recurso renovable (considerando la hidroeléctrica) con mayor producción eléctrica. En el año 2015, la energía eólica global sumó la cifra récord de 63 GW nuevos de potencia generada, cubriendo el 3.7% de la generación en el planeta [15]. Como se ve en el gráfico de la figura 2.2, su capacidad instalada a nivel mundial alcanzó los 539 GW en el 2017 [16].

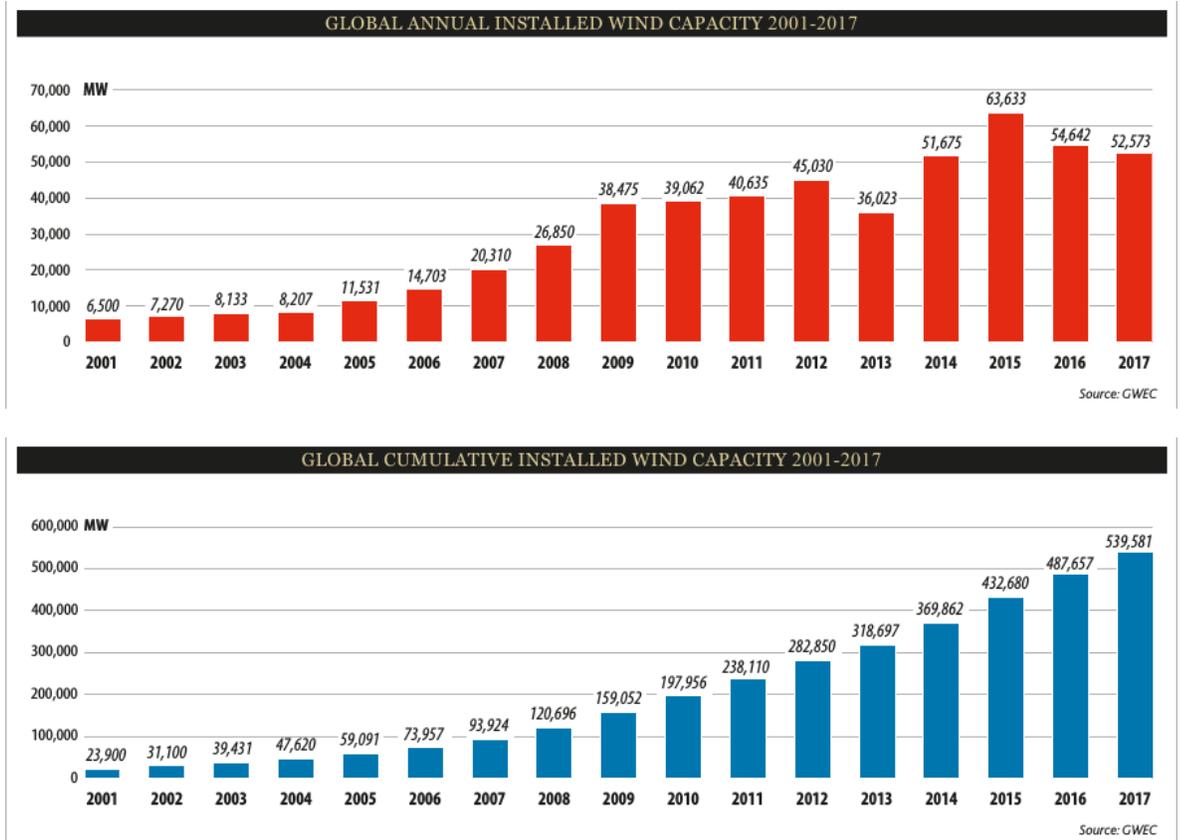


Figura 2.2: Crecimiento a lo largo de los años de la energía eólica. Arriba: capacidad de energía eólica instalada en el mundo; abajo: capacidad de energía eólica acumulada instalada en el mundo (fuente: *Global Wind Energy Council, 2018* [16]).

Otra muestra de los grandes avances alcanzados, se puede ver en el tamaño de los aerogeneradores. Año a año, la industria eólica está sacando al mercado turbinas cada vez más grandes, como una manera de disminuir los costos en la generación eléctrica. Es así como el 2017 la empresa MHI Vestas lanzó el aerogenerador off-shore más potente disponible en el mundo a la fecha, con 9,5 MW de potencia y con un diámetro de rotor de 164 metros.

Las turbinas que han presentado el mejor desempeño comparativo corresponden

a las de eje vertical con tres aspas (ver figura 2.3). Por este motivo se han convertido en las más usadas [17].

El desempeño de las turbinas se representa generalmente por medio del *coeficiente de potencia* C_P , que es la energía que efectivamente la turbina puede convertir en electricidad a partir de la energía disponible en el viento. Sus valores típicos se encuentran entre 0,35 y 0,45, con respecto al límite teórico de *Betz* que es de 0,59 [13].

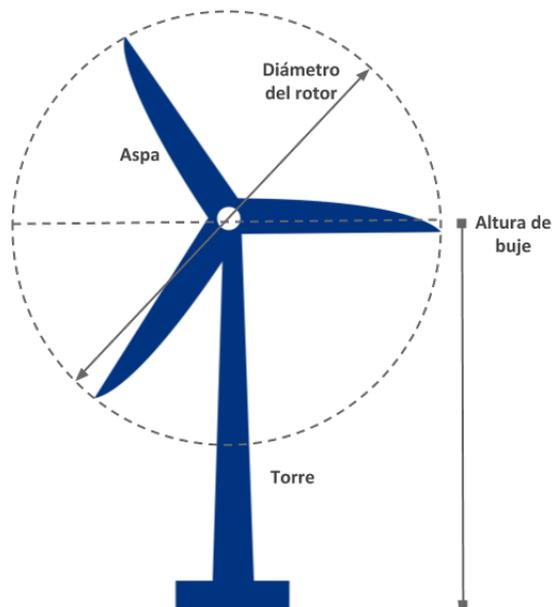


Figura 2.3: Componentes de una turbina estándar de eje horizontal con tres aspas.

2.2.1. Estimación del recurso eólico

La potencia eólica se puede entender como la energía cinética de una masa de aire que atraviesa un área transversal A en cada unidad de tiempo. Así, la potencia P_0 [W] para un viento no perturbado de rapidez v_0 se puede determinar como

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho A v_0^3, \quad (2.18)$$

donde ρ es la densidad del aire en $[\text{kg}/\text{m}^3]$, y A , el área de viento barrida por las aspas de un aerogenerador en m^2 . Es importante notar que aumentando al doble el área barrida por las aspas, se puede producir el doble de potencia P_0 , mientras que si se aumenta al doble la rapidez del viento, se consigue ocho veces P_0 .

A diferencia de otras fuentes energéticas, como la mareal o la solar, el recurso eólico presenta la desventaja de tener una gran variabilidad en su energía, tanto temporal como espacialmente. Por esto, es importante realizar un estudio acabado del comportamiento del viento en el lugar de interés, y así asegurar que un aerogenerador recibirá viento suficiente y adecuadamente uniforme.

Variabilidad temporal

La circulación atmosférica superficial a gran escala en la zona centro-sur de Chile está regida fundamentalmente por el Anticiclón del Pacífico Sur. Esta masa de altas presiones que permanece siempre presente frente a las costas del norte de nuestro país, en verano se extiende alcanzando hasta los 45°S . Así, en esta época los vientos en nuestra región son predominantemente provenientes del sur y suroeste. En otoño e invierno, por su parte, el retiro del anticiclón da paso al cinturón de bajas presiones. A lo largo de esta época, el sistema que predomine será el que determine la procedencia de los vientos: sur para el anticiclón y norte para las bajas [18].

A menor escala temporal, las brisas marinas en el sector costero tienen un marcado ciclo diario en los vientos generadas por el calentamiento y enfriamiento diferencial de las masas de agua y tierra [18]. Así, durante el día se generan vientos desde el mar, y durante la noche, desde tierra.

Perfil vertical del viento

La intensidad de los vientos horizontales cambia considerablemente con la altura: a ras de suelo es cero, debido a la fricción entre el aire y la superficie; con la altura se incrementa, y lo hace más lentamente a medida que mayor es la altura. Este proceso es conocido como cizalle del viento. Conocer su comportamiento permite extrapolar las mediciones de su intensidad (generalmente realizadas a 10 metros de altura) hasta la altura en la que se quiere ubicar el buje de la turbina. Dos métodos han sido los más usados para caracterizar el perfil vertical del viento en regiones homogéneas, los cuales, si bien no muestran diferencias significativas entre ellos, pueden no representar adecuadamente al viento en altura [19]. El primero de los métodos, conocido como ley de perfil logarítmico, se basa en el comportamiento típico de flujos en una capa límite, del cual se desprende la siguiente relación para condiciones atmosféricas neutras [20]

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{\ln(z_2/z_0)}{\ln(z_1/z_0)}, \quad (2.19)$$

donde v_1 y v_2 [m/s] son las intensidades del viento a las alturas z_1 y z_2 [m], respectivamente. El parámetro z_0 [m] es la rugosidad característica del terreno, definida como la altura teórica en la que la intensidad del viento es igual a cero. Este factor puede ser obtenido a partir de una amplia (y también variada) gama de tablas que se encuentran en la literatura [21]. Un ejemplo de éstas se muestra en la tabla 6.1, Anexo.

El segundo método –el más usado en estudios de potencial eólico– es conocido como ley exponencial de Hellman, y se define de la siguiente manera

$$v_2 = v_1 \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^\alpha, \quad (2.20)$$

con α , el coeficiente de fricción (o también llamado exponente de Hellman). Es usual ver en estudios que este factor toma el valor de 1/7 (determinado para condiciones atmosféricas de estabilidad neutra y terrenos llanos), pero se ha

demostrado que este coeficiente es altamente variable, tanto temporal (diario y estacional) como espacialmente (dependiente del tipo de terreno). Por ende, el uso de $\alpha = 1/7$ puede generar subestimaciones del recurso eólico ([21], [22], [19]).

Algunos métodos encontrados en la literatura para el cálculo del exponente de Hellman se muestran en la tabla 6.2 del Anexo.

Función de densidad de probabilidad

Las funciones de densidad permiten conocer la probabilidad de que una variable continua tome un valor dado. La función más utilizada para la energía eólica es la de Weibull, que está dada por

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right], \quad (2.21)$$

donde $f(v)$ es la probabilidad de observar una intensidad de viento v ; c [m/s] es el factor de escala que indica cuán ventoso es el lugar; y, k es el factor de forma adimensional (mientras mayor sea, menor grado de dispersión existirá en los registros).

Existen variados métodos para estimar ambos parámetros, siendo uno de ellos el método empírico de Justus ([23], [19]), que los define de la siguiente manera

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1,086}; \quad (1 \leq k \leq 10), \quad (2.22)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}, \quad (2.23)$$

donde \bar{v} es la intensidad media del viento; σ , su desviación estándar; y Γ , la función Gamma.

Los aerogeneradores funcionan bajo ciertas condiciones de viento (figura 2.4): empiezan a generar electricidad con intensidades superiores a un límite conocido como *cut-in*, el que por lo general se encuentra entre los 3 m/s y 5 m/s; a medida que la intensidad del viento crece, la turbina aumenta su producción; al llegar a

la velocidad nominal (*rated speed*), la potencia de salida alcanzará su máximo (potencia nominal P_R , *rated power*) y se hará constante. Si la intensidad del viento sigue aumentando y sobrepasa el valor *cut-out*, podrían generarse daños en el rotor, por lo que muchas turbinas tienen un sistema de frenos que en tal caso inmovilizarán al equipo.

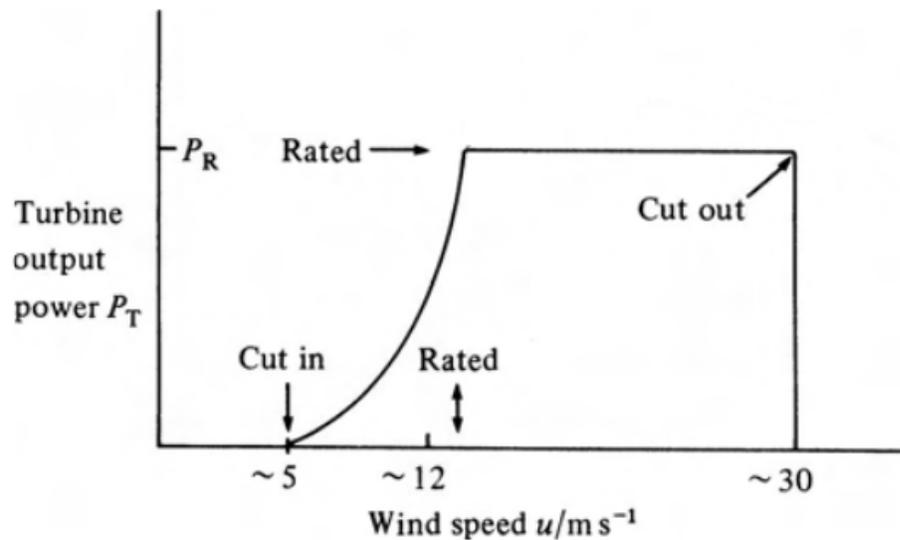


Figura 2.4: Desempeño típico de turbinas eólicas: potencia de salida de la turbina (P_T) en función de la intensidad del viento (editado de *Twidell & Weir, 2006 [24]*).

A partir de la función de Weibull es posible determinar la probabilidad de tener intensidades de viento entre dos valores de interés (u_1 y u_2) mediante 2.24

$$f(v_1 < v < v_2) = \exp \left[- \left(\frac{u_1}{c} \right)^k \right] - \exp \left[- \left(\frac{u_2}{c} \right)^k \right] \quad (2.24)$$

2.2.2. Producción energética

Teniendo una función de densidad de probabilidad que caracterice los vientos en estudio, se pueden calcular indicadores para estimar el potencial eólico. Para

el caso de la función Weibull, la potencia promedio del viento \bar{P} [W] se puede determinar integrando en el tiempo la función de Weibull 2.21 para llegar a

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \frac{\Gamma(1 + 3/k)}{[\Gamma(1 + 1/k)]^3} \rho A \bar{v}^3, \quad (2.25)$$

con A, el área de viento barrida por las aspas del aerogenerador en m².

Por otro lado, la densidad de potencia P_d [W/m²] queda determinada como

$$P_d = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) \quad (2.26)$$

y la energía E [Wh] generada durante un año por una turbina específica, será

$$E = 8760 \sum [f(v_i) P_T(v_i)]; \quad (2.27)$$

donde $f(v_i)$ es la probabilidad de tener la velocidad v_i a partir de la función de Weibull; 8.760 corresponde a la cantidad de horas que posee un año; y, $P_T(v_i)$ es la potencia que genera la turbina para cada velocidad v_i (curva de potencia).

2.3. Energía Undimotriz

Las olas son una manifestación indirecta del sol, producidas por la energía que el viento le transfiere a la superficie de los océanos. Su energía cinética y potencial es lo que se conoce como energía undimotriz, recurso renovable y predecible utilizado para la generación de electricidad.

A pesar de sus ventajas y de su alto potencial, la energía de los océanos ha tenido un desarrollo más lento de lo esperado, y sigue siendo, en gran medida, un recurso sin explotar. Al año 2017, la energía de las olas contaba con una capacidad total de 8 MW en el mundo, lo que corresponde a un muy pequeño porcentaje de la capacidad total de las energías renovables, que ese mismo año alcanzó los 2195 GW [12].

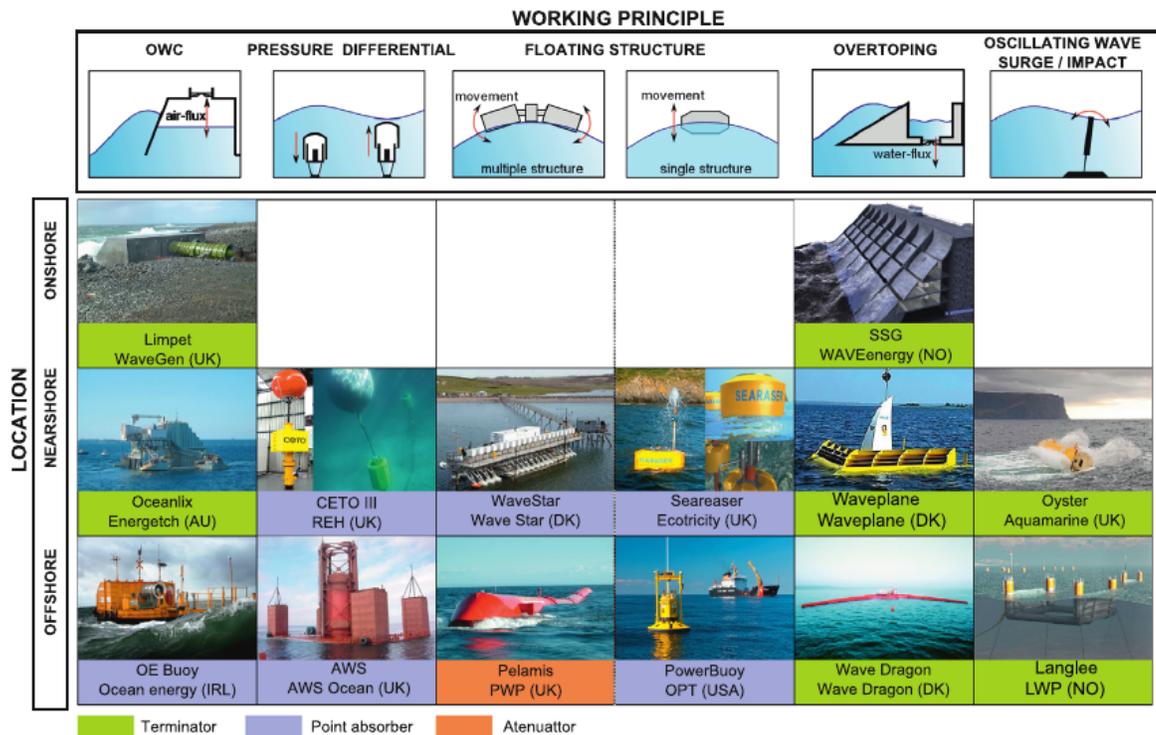


Figura 2.5: Clasificación de los convertidores de energía undimotriz según su principio de funcionamiento (eje horizontal); su ubicación respecto de la costa (eje vertical); y por la dirección en la que enfrentan al oleaje incidente (colores) [25].

Las tecnologías para el aprovechamiento de la energía undimotriz (wave energy converter, *WEC*), están aún en una etapa temprana de desarrollo, existiendo una gran cantidad de prototipos en todo el mundo, sin observarse aún algún tipo de convergencia entre ellos. Esto se debe principalmente a las variadas maneras en que se puede aprovechar este recurso, pero también a lo difícil que es extraer su energía [12].

Por la gran diversidad y cantidad de prototipos existentes (que se estiman en más de mil [25]), también existen distintas maneras de clasificarlos; las más comunes se muestran en la figura 2.5, siendo éstas: según su principio de funcionamiento, según su ubicación respecto a la costa y según la dirección en la que enfrentan al oleaje incidente [25]. Una manera de evaluar el desempeño de estos equipos

es usando la tasa de ancho de captura (*capture width ratio, CWR*) que refleja el porcentaje de energía que es absorbido por el WEC en función del recurso disponible y la dimensión del equipo. Según un estudio de *Babarit, 2015 [26]* donde analizó el desempeño de distintos WECs, valores promedio de CWR se encontraron entre 12 y 37 %.

2.3.1. Estimación del recurso undimotriz

El oleaje con mayor energía es el generado por el viento. En esta categoría se encuentra el *sea* o "mar de viento", y el *swell* o "mar de fondo". El primero se suele clasificar dentro de períodos menores a diez segundos, y su forzante es el viento local, por lo tanto su variabilidad tanto espacial como temporal estará dominada por éste. El *swell* por otro lado, corresponde a oleaje de períodos largos y que se encuentra lejos de su zona de generación. Son olas más regulares ya que se han 'ordenado' con distintos procesos que sufren en su viaje. Su característica quizás más importante es su aporte energético mayor. Para el caso del centro-sur de Chile, este oleaje nace en grandes tormentas del Pacífico Sur [27]. Mientras se traslade en aguas profundas, tendrá casi nula pérdida de energía. Al llegar a aguas intermedias y someras, el fondo marino impone importantes modificaciones en el oleaje, entre éstas, el proceso de refracción que le cambiará la dirección haciendo que el frente de onda tienda a estar paralelo a las líneas de igual profundidad.

Análisis espectral del oleaje

Una ola contiene energía potencial y energía cinética (E [J/m²]), y puede definirse como

$$E = \frac{1}{8} \rho_w g H^2 \quad (2.28)$$

donde ρ_w es la densidad del agua de mar y g la aceleración de gravedad.

Esta ecuación se aplica si consideramos la ola como una onda monocromática.

En la realidad, el oleaje es la suma de un gran número de ondas de componentes sinusoidales con distinta amplitud, frecuencia y dirección. A pesar de su comportamiento aleatorio, la superficie del mar presenta ciertas características que permiten que pueda ser descrita a través de un espectro de densidad de varianza o más conocido como espectro de energía. Esta función S representa como se distribuye la energía en las diferentes frecuencias del oleaje. Si se la hace depender de la dirección, se estará hablando entonces de un espectro direccional $S(f, \theta)$ [$\text{m}^2\text{s}/\text{rad}$]. Un ejemplo de éste se muestra en la figura 2.6, donde se aprecia un *peak* energético, asociado a un período (período *peak* T_P) y a una dirección (dirección *peak* D_P).

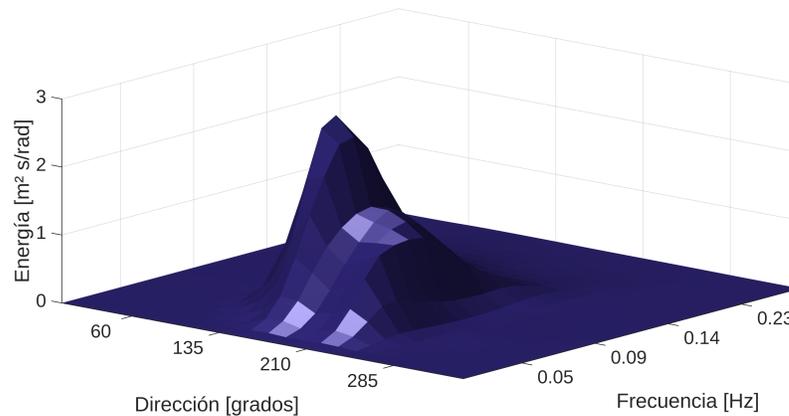


Figura 2.6: Diagrama de un espectro de densidad de energía del oleaje.

Las características principales del espectro son posibles de conocer por medio de parámetros que caractericen a los diferentes estados del oleaje. La mayoría de estos parámetros pueden ser calculados por medio de los momentos espectrales, definidos (para datos discretizados) como [28]

$$m_n = \sum f_i^n S(f_i) \Delta f; \quad n = 0, 1, 2, \dots \quad (2.29)$$

siendo Δf el intervalo de frecuencias utilizado para la discretización y $S(f)$ el espectro no-direccional [m^2s], que puede ser obtenido así

$$S(f) = \Delta \theta \sum S(f, \theta_i) \quad (2.30)$$

con $\Delta\theta$ el intervalo de direcciones.

A partir de los momentos espectrales puede ser calculada la altura de ola significativa H_{m0} , valor que se aproxima a la altura de ola significativa calculada de con el método estadístico, y que corresponde al promedio del tercio más alto del registro de oleaje

$$H_{m0} = 4\sqrt{m_0} = H_S \quad (2.31)$$

De la misma manera, se puede definir el período energético T_e (periodo asociado a una ola que contiene toda la energía de un estado de mar) como

$$T_e = \sqrt{\frac{m_{-1}}{m_0}} \quad (2.32)$$

2.3.2. Producción energética

La potencia del oleaje P_w , o también conocida como flujo medio de energía, es dado en W/m y puede ser calculado en función de la velocidad de grupo de la onda, por lo que para cualquier profundidad puede ser calculado así ([29],[28])

$$P_w = \frac{\rho_w g}{4\pi} \int_0^\infty \frac{S(f)}{f} \left[\left(1 + \frac{2kd}{\sinh(2kd)} \right) \tanh(kd) \right] df \quad (2.33)$$

donde k es el número de onda y d es la profundidad del lugar.

Para aguas profundas la ecuación queda como

$$P_w = \frac{\rho_w g^2}{64\pi} T_e H_S^2 \quad (2.34)$$

Para evaluar la producción energética de un *WEC* es necesario primero conocer su matriz de potencia, esto es, la potencia que éste podría generar frente a distintos estados de mar, específicamente frente a distintas alturas y períodos.

Por otro lado, se requerirá también realizar una distribución bivariada para estos mismos parámetros (T y H), esto es, analizar la probabilidad de ocurrencia de distintos estados de mar para la zona de estudio.

Con esto, y usando la ecuación que a continuación se expone, será posible entonces estimar la producción eléctrica del WEC [30]

$$P_E = \frac{1}{100} \sum_{i=1}^{n_T} \sum_{j=1}^{n_H} p_{ij} P_{ij} \quad (2.35)$$

donde p_{ij} corresponde al porcentaje de ocurrencia en forma simultánea de T(i) y H(j) (distribución bivariada); y P_{ij} corresponde a la potencia eléctrica generada por el WEC para esos mismos parámetros (T(i) y H(j)).

2.4. Otras energías renovables no convencionales

A continuación, una descripción breve de las otras ERNCs más conocidas

- **Energía mareomotriz:** es aquella asociada a la energía cinética y/o potencial de las mareas. Al 2017 contaba con una capacidad de 539 MW en el mundo, donde más del 90 % la proporcionan instalaciones que aprovechan las variaciones del nivel del mar (*tidal range*) [31].
- **Energía geotérmica:** es la energía producida por el calor interno de la Tierra, y que se ha concentrado en el subsuelo en lugares conocidos como reservorios geotermales. En el 2017 la energía geotérmica para la generación eléctrica alcanzó un total global de 12,8 GW de capacidad de potencia, donde Chile destaca como el tercer país que más aportó 'nueva' potencia durante este año¹ [12].
- **Minihidro:** con este término se hace referencia a la energía hidroeléctrica de pequeña escala, esto es, centrales con potencia menor a 20 MW². La

¹Chile contribuyó con un 7 % de nueva capacidad geotérmica gracias a la planta Cerro Pabellón ubicada en el Desierto de Atacama que tiene una capacidad de 48 MW [12]

²Existen distintas convenciones sobre el límite para ser catalogado como minihidro. En muchos países europeos el valor aceptado es de 10 MW [32], mientras que en Chile es de 20 MW [33].

potencia instalada al 2016 se estima en 78 GW, representando el 7 % de la capacidad total de energía renovable [32].

- **Energía de la biomasa:** es la energía basada en la utilización de la materia orgánica formada por vía biológica en un pasado inmediato o de los productos derivados de ésta. Su uso para la generación de electricidad alcanzó los 122 GW de capacidad el año 2017 [12].

Capítulo 3

Datos y Metodología

Para la evaluación de los recursos energéticos renovables de la Isla Santa María se estudió los potenciales solar, eólico y undimotriz, a partir de datos medidos y modelados, según la disponibilidad de los mismos. La elección de los recursos solar y eólico se debió principalmente al nivel de desarrollo que tienen estas tecnologías. La energía undimotriz por su parte, si bien no ha alcanzado esta madurez, tiene un atractivo potencial en las costas chilenas, que lleva a que sea incluida en esta análisis [34]. Por otro lado, la energía mareomotriz no fue considerada debido a que estudios indican que solo en el sur de Chile se presentan condiciones favorables para su explotación [35]. Lo mismo ocurre con la energía geotérmica, cuyo potencial está localizado en las zonas cordilleranas del país [36]. El resto obedece solo a motivos de acotar el estudio.

Para cada una de las ERNCs estudiadas se calculó la energía de salida estimada para un convertidor típico asociado a cada recurso renovable. Esta información fue comparada con estimaciones del consumo eléctrico de la isla para el año en curso. Con esto se formuló una propuesta simplificada y funcional para disminuir el combustible fósil usado para la generación eléctrica en la isla.

3.1. Zona de estudio: Isla Santa María

La Isla Santa María es una de las tres islas de la región del Biobío y la más poblada de ellas. Sus 30,8 km² de superficie conforman el límite occidental del Golfo de Arauco. Administrativamente pertenece a la comuna de Coronel.

La isla posee forma triangular, con una cuña apuntando hacia el este. En ella se pueden apreciar dos unidades geomorfológicas principales: en el sector occidental una meseta con alturas entre 40 y 80 metros, acantilados escarpados en su borde y con una suave inclinación al este, y en el sector oriental, tierras bajas de no más de 10 metros de alto que comprenden una secuencia de pantanos y dunas orientadas al noreste debido a los fuertes vientos del Pacífico [37].

La morfología de la isla se ha ido modificando como resultado de los grandes

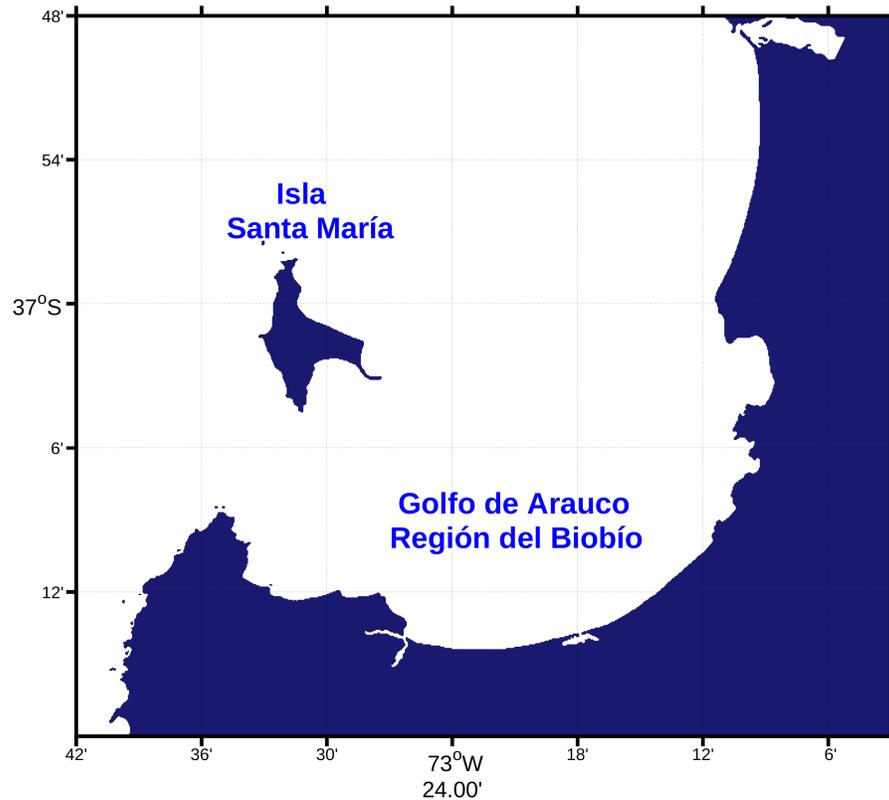


Figura 3.1: Golfo de Arauco e Isla Santa María, región del Biobío, Chile.

terremotos que han ocurrido en la zona central de Chile. En 1751, pleno período de conquista española, un terremoto de $M \sim 8,5$, el mismo que motivó la relocalización de la ciudad de Concepción, generó un levantamiento cercano a 6 metros en la isla. Posteriormente, el terremoto de 1835 levantó entre 2,6 y 3,2 metros su costa oeste. Es interesante mencionar que el naturalista Charles Darwin y el Vicealmirante inglés Robert FitzRoy obtuvieron mediciones similares y precisas en sus visitas a la isla tras este sismo [38]. Por último, durante el terremoto del Maule (2010, Mw 8,8), la isla se levantó entre 1,6 y 2,2 metros [37].

Según el Censo del 2002, su población era de 1501 personas, pero se estima que en la actualidad supera las 3000 [39], repartiéndose mayoritariamente en dos localidades: Puerto Norte y Puerto Sur. Su principal actividad productiva es la pesca artesanal, el manejo de áreas concesionadas (extracción de moluscos) y la pequeña agricultura.

Sistema eléctrico de la isla

En el año 1998, el Gobierno Regional subsidió la construcción de las instalaciones necesarias para la electrificación de la isla, obra que se adjudicó la empresa Frontel, quien se encarga de la generación de energía a través de equipos diésel. Como se mencionó anteriormente, las continuas alzas en el precio de este hidrocarburo provocó que los isleños tuviesen que pagar casi 5 veces el precio que se pagaba en el continente.

Fue así como en el 2007, y tras varias protestas de sus pobladores, surgió la idea de conectar la isla al SIC (Sistema Interconectado Central) a través de la instalación de un cable submarino, pero a pesar que el proyecto estaba aprobado por el Consejo Regional, éste no prosperó debido a las grandes diferencias en las cotizaciones de los postulantes.

Finalmente, en el año 2011, se aprobó la subsidiación por parte del estado de la operación de la planta de Frontel, por un monto que superó los doscientos

millones de pesos para ese año. De esta forma, los isleños actualmente pagan 140 \$/kWh si su consumo mensual es menor a los 100 kWh, y 315,49 \$/kWh si es mayor.

A partir de la Resolución Exenta N° 1030 del Gobierno Regional del Biobío se tuvo acceso a una descripción general de su sistema eléctrico [39]. En ella se incluían los registros de consumo por mes y por cliente para el año 2011. Además, contenía antecedentes referidos a la cantidad y tipo de clientes conectados, los componentes del sistema (unidades diésel) y su consumo de combustible. Por otro lado, gracias a la Subsecretaría de Energía de la región del Biobío, se contó con información sobre el consumo eléctrico de la isla para el año 2015 por tipo de cliente, lo que está tabulado en el anexo 6.3 de este trabajo. Ambos antecedentes están resumidos en la tabla 3.1 que resume las características del sistema eléctrico de la isla antes (2011) y después (2015) del subsidio estatal. Se puede concluir que en el año 2015 el consumo residencial correspondió al 65 % del total, y que en promedio cada hogar usó 80 kWh al mes. Este valor, a pesar de ser menos de la mitad del de una ciudad común del continente, se ha mantenido al alza en los últimos años. Por otro lado, el consumo total de los clientes conectados fue de 734,1 MWh y consumió unos 266 m³ de combustible.

Si bien estos antecedentes entregan una visión bastante detallada del sistema, no son datos actualizados, por lo que en este trabajo se realizó una estimación de su consumo para el año 2018.

Estimación de demanda eléctrica para el año 2018

El contexto de demanda energética de la isla es un caso particular, pues no responde a las normas de crecimiento típicas de una población urbana. Esto debido al subsidio estatal recibido, que rebajó considerablemente los precios del kWh y que habría gatillado un aumento explosivo de su consumo eléctrico, reflejado en el crecimiento cercano al 15 % entre los años 2014 y 2015 (anexo

	2011	2015
Clientes conectados	473	525
Clientes residenciales	451	496
Consumo total anual (MWh)	547,3	734,1
Consumo residencial anual (MWh)	334,8	476,16
Consumo residencial media mensual (kWh)	61,9	80
Combustible usado (l)	213.550	266.250

Tabla 3.1: Resumen del sistema eléctrico de la Isla Santa María para los años 2011 y 2015.

6.3), casi tres veces mayor que las tasas de crecimiento históricas del país ¹.

Por todo esto, ajustar una curva a los datos de consumo existentes no hubiese sido acertado, por lo que para este trabajo se optó finalmente por estimar el consumo actual usando una tasa de crecimiento del 8% a contar del último año de registro disponible (2015), lo que reflejaría aún un alto crecimiento, pero también una esperable disminución del mismo. Esta estimación se realizó mediante

$$C_f = C_i(1 + r)^n \quad (3.1)$$

donde C_i y C_f son el consumo inicial y final respectivamente, r es la tasa de crecimiento y n el período de años transcurrido entre C_i y C_f .

Construcción de curva de demanda diaria

No fue posible contar con información referente a las cargas de demanda diaria de la isla, necesarias para compararlas con los ciclos diarios de los recursos

¹La tasa de crecimiento histórica para el SIC hasta el año 2013 fue 5.3% y para la región del Biobío, 5.1% [40].

energéticos. Para suplir esto, se construyó una curva de demanda estimada a partir de dos perfiles conocidos: uno correspondiente a la isla Sandwip, una comunidad de pescadores en Bangladesh [41]; y el otro, a una curva de carga domiciliaria para un día de semana del mes de junio en Santiago [42].

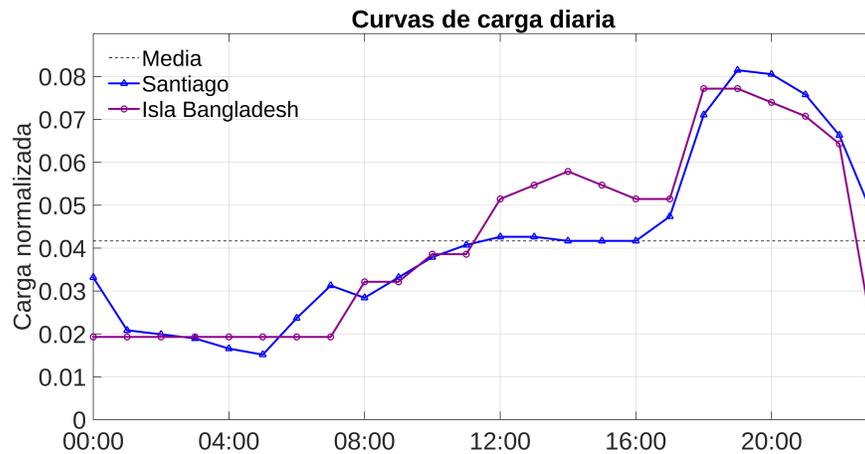


Figura 3.2: Curvas de carga diaria normalizadas para Santiago (azul) y la isla Sandwip en Bangladesh (magenta).

Las dos curvas de demanda están graficadas en la figura 3.2, y, a pesar de la notoria diferencia en las formas de vida de estas dos sociedades, se puede apreciar una gran similitud entre ambas. Optar por cualquiera de ellas no generaría cambios mayores en los resultados finales, por lo que se decidió construir la curva de carga para la Isla Santa María con los datos del perfil que posee un peak levemente mayor, ésta es, la curva de Santiago. Cerca del 85% del consumo eléctrico en la isla durante el año 2011 correspondió a carga residencial y de alumbrado público, por lo que esta curva debería ser una buena representación de la realidad.

3.2. Datos

3.2.1. Estación meteorológica Ministerio de Energía

Esta estación meteorológica (en adelante, 'estación minenergía') pertenece a una red de medición del recurso eólico y solar, operada por el Ministerio de Energía con apoyo de la Cooperación Internacional Alemana (GIZ). Estos datos son de acceso público y pueden ser descargados de la página del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile [43].

La estación meteorológica está ubicada en el sector sur de la isla (coordenadas 37,04 S, 73,51 W, figura 3.3) y corresponde a una torre de prospección eólica y solar de 20 metros. Contiene dos anemómetros (a 10 y 20 metros), una veleta (a 20 metros) y un piranómetro (a 3 metros). Los datos disponibles pertenecen al período comprendido entre diciembre de 2003 y diciembre de 2006.

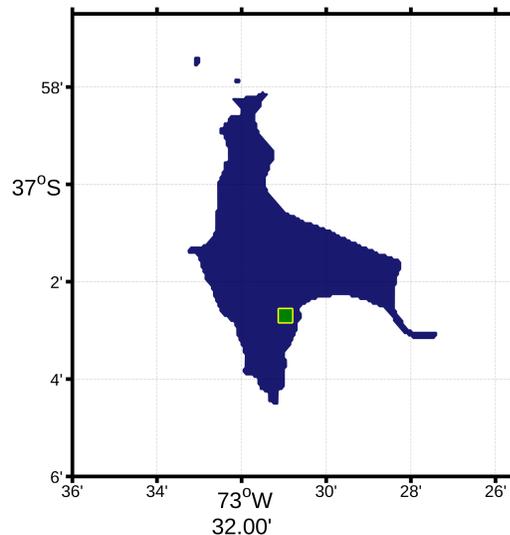


Figura 3.3: Ubicación de la estación meteorológica en el sector sur de la Isla Santa María.

Los registros a 10 metros de intensidad de viento no fueron considerados en

este trabajo, pues cerca de un quinto del total de datos correspondían al valor 0,4 m/s, que era además el valor mínimo observado. Así mismo, los registros de dirección del viento tampoco fueron usados por entregar resultados que no son consistentes con el comportamiento de los vientos en la zona, materia que ha sido bien estudiada y documentada ([18],[44]).

De esta manera, para el estudio de la energía eólica, se usó los registros de intensidad de viento a 20 metros, que corresponden a promedios cada diez minutos de la variable.

Por otro lado, para el análisis del recurso solar, se usó la variable 'radiación global horizontal' (I_{GH}), que también consiste en promedios cada diez minutos.

Para ambos casos, el primer y el último mes fueron eliminados por contener escasa cantidad de datos, por lo que el período finalmente analizado en este estudio está comprendido entre enero de 2004 y noviembre de 2006.

3.2.2. Estación meteorológica EULA

Esta estación meteorológica pertenece al Centro de Estudios Ambientales EULA-Chile, que realizó mediciones en la isla entre agosto de 1990 y enero de 1993. No ha sido verificado que se trate de la misma estación arriba mencionada, pero al menos estuvo ubicada en el mismo lugar (figura 3.3).

Las variables de interés a disposición son radiación solar e intensidad y dirección del viento, pero por la alta cantidad de brechas en las mediciones realizadas (incluso meses enteros sin registros), solo se usaron los datos de dirección del viento para el año 1991. Estos datos corresponden a promedios cada 10 minutos, y el año elegido era el que presentaba mayor continuidad en sus mediciones, cercano al 96 % del total.

3.2.3. Explorador Solar y Eólico

El Explorador Solar [45] y el Explorador Eólico [46] son herramientas *on-line* con mapas del recurso renovable para casi todo el territorio chileno. Fueron realizados por el Ministerio de Energía, y permiten obtener una evaluación preliminar del potencial renovable existente, basados en modelación numérica y datos satelitales.

Para el caso del Explorador Solar, los datos fueron generados con el modelo numérico CLIRAD-SW e información de nubosidad de los satélites GOES-EAST. De la página web del Explorador se descargó para este trabajo un set de datos de temperatura, nubosidad, radiación solar horizontal e inclinada, estas últimas con sus respectivas componentes directa, difusa y reflejada. La información estaba disponible para los años 2004 a 2016, y la descarga se realizó para el lugar donde estaban ubicadas las estaciones meteorológicas en la isla.

Por su parte, la información entregada por el Explorador Eólico corresponde a simulaciones computacionales realizadas con el modelo WRF (*Weather Research and Forecasting*) para el año 2010, con una resolución espacial horizontal de 1 km, y vertical de entre 10 a 30 metros. La variable utilizada corresponde a promedios horarios de la intensidad de viento a 47 metros de altura.

3.2.4. Wave Watch III

Wave Watch III (WW3) es un modelo de oleaje, de tipo espectral de tercera generación, desarrollado por NOAA/NCEP. Para este estudio se usaron salidas de simulaciones numéricas realizadas por *Dernis Mediavilla* con la versión 4,18 para el año 2002. La batimetría usada fue una combinación de GEBCO y sondeos de alta resolución proporcionados por el SHOA (Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada). Como forzante se usaron vientos de altas resolución de CFSR, y como condiciones de borde en el océano abierto, salidas del modelo

global IOWAGA. Además, esta simulación utilizó una de los recientes avances del modelo, que consiste en una grilla desestructurada (o sea, no cuadriculada), que permite mejorar la resolución de parámetros de oleaje cerca de la costa. Esto ocurre porque los puntos de la grilla se adaptan a las variaciones de profundidad, de manera de tener mayor resolución espacial cerca de la costa [47].

En la figura 3.4 se muestra los lugares para los que el modelo numérico proveyó datos para este estudio: los de asterisco azul corresponden a datos integrados (*bulk*) en formato de grilla, y los de color rojo (puntos enumerados), a salidas puntuales de tipo espectral e integrados. En ambos casos, los datos tienen una resolución temporal de tres horas. Dentro de los parámetros disponibles se incluye: densidad espectral de energía [$\text{m}^2\text{s}/\text{rad}$], altura de ola significativa H_S [m], frecuencia *peak* F_P [1/s] y longitud de onda media [m].

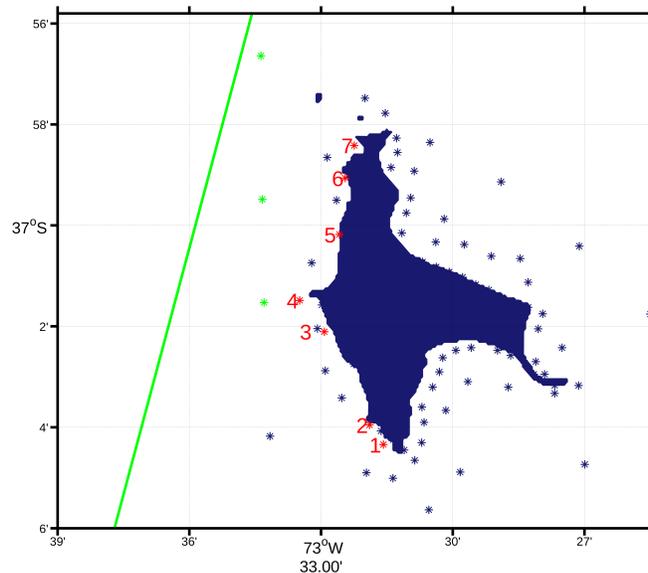


Figura 3.4: Mapa con trayectoria de los satélites (línea verde), y con datos del modelo WW3: en rojo las salidas con datos espectrales (enumeradas del 1 al 7), en azul los datos integrados y en verde los puntos que se van a validar.

Los datos espectrales se usaron para la evaluación del recurso undimotriz de la isla, mientras que los datos integrados, para la validación de los mismos.

3.2.5. Altimetría satelital

Los radares altimétricos montados en los satélites envían pulsos energéticos en el rango de las micro-ondas. Midiendo el tiempo que un pulso tarda en ir y volver al sensor se puede determinar la distancia de la reflexión. Con la amplitud y la forma del eco (*waveform*) generado al rebotar la onda sobre la superficie del océano, es posible deducir la altura del oleaje.

La cobertura de sus mediciones están dadas por la órbita del satélite y por el ciclo o período de repetición del barrido (tiempo que demora en pasar por un mismo punto).

Para la validación de las salidas de WW3, se usaron datos GDR (*Geophysical Data Records*) con preprocesamiento de nivel 2 (*L2P*) de los satélites ERS-2 y Envisat, ambos de la Agencia Espacial Europea (ESA), y también con idéntica ruta ² (ver resumen en tabla 3.2). La base de datos fue descargada del servidor FTP de GlobWave e Ifremer [48] y la variable utilizada para el análisis fue *swh_calibrated*, que, como su nombre indica, son datos de altura de ola significativa a los que se les han aplicado correcciones (realizadas por *Queffeulou & Croizé-Fillon, 2009* [49]). Se usaron datos para el año 2002 con una resolución temporal de 35 días (periodicidad de los satélites), y que corresponden a un *track* satelital ubicado entre 4 y 8 km de la costa occidental de la isla (ver figura 3.4).

²Ambas misiones tenían idéntica ruta hasta que, en el año 2010, Envisat fue trasladado a una órbita menor que generó cambios en su ruta y su período.

	ERS-2	Envisat
Lanzamiento	Abril 1995	Marzo 2002
Fin de misión	Junio 2011	Junio 2012
Agencia	ESA	ESA
Instrumento	Radar Altimeter	Radar Altimeter 2
Período Orbital	35 días	35 días
Altitud	785 km	799,8 km
<i>Track</i> usado	366	182

Tabla 3.2: Detalles de las misiones altimétricas usadas para la validación de WW3.

3.3. Elección de convertidores

Para la elección de los convertidores se buscó equipos representativos de cada recurso y pertenecientes a empresas líderes en el mercado. También fue necesario que tuvieran disponible la información sobre su desempeño (matriz o curva de potencia), para así poder realizar las estimaciones en la producción energética de cada tecnología. Para el caso de los convertidores undimotrices y eólicos, se buscaron equipos cuyas dimensiones estuviesen acordes a una posible instalación en la isla. Así, equipos muy grandes no fueron considerados tanto por el impacto que pudiese generar en la comunidad, como por los costos que involucran. Otros filtros específicos a cada recurso son especificados en el capítulo *Resultados*.

3.4. Estimación de los recursos renovables

3.4.1. Estimación del recurso solar

Para la latitud de estudio (37°S) se calculó la elevación y el azimut que son los ángulos que determinan la posición del Sol en el transcurso de un año. La hora solar se determinó usando la ecuación 2.3, donde se usó la longitud del meridiando de referencia asociado a la hora UTC-4 (60°) (horario oficial del Chile). La inclinación del panel solar se calculó con la ecuación $\mu=\phi+15$, que maximiza la radiación incidente durante la temporada de invierno.

Las mediciones cada diez minutos de radiación global horizontal (I_{GH}) registradas con la estación minenergía fueron promediadas para generar valores horarios. Con esto, fueron calculadas las distintas componentes de la irradiancia horizontal e inclinada.

Para la estimación de la energía generada por el panel fotovoltaico, se usó la metodología descrita por *Masters, 2004* [13] y expuesta en el capítulo 2.

La temperatura del colector fue evaluada para cada día del 2004 a noviembre del 2006 con la ecuación 2.15. Se usó la temperatura ambiental diaria máxima, calculada con los datos del explorador solar, y el valor de la temperatura de funcionamiento nominal *NOCT* dado en la tabla 4.3 en el capítulo *Resultados*.

La potencia nominal del panel y su coeficiente de temperatura C_T también están en la tabla 4.3, y con ellos se calculó la potencia generada.

Por último, la energía anual generada por el panel se calculó realizando una sumatoria de la ecuación 2.17 evaluada para cada día. Para ésta, se usó la potencia P y las "horas peak solares" HPS calculadas a partir de la radiación solar incidente sobre el colector para cada día (I_C [kWh/m^2]).

Los resultados anuales que se presentan en el próximo capítulo no consideran las mediciones realizadas durante el año 2006, ya que la ausencia de los registros de diciembre, donde se alcanzan máximos en la radiación, generan importantes

cambios en el resultado final.

3.4.2. Estimación del recurso eólico

El primer paso para el análisis estadístico de las propiedades del viento consistió en la extrapolación de las intensidades a mayores alturas a partir de los datos medidos a 20 metros. La metodología ocupada para esto queda resumida en el esquema 3.5, donde se puede ver que se utilizó la ley de perfil logarítmico, ecuación (2.19), y la ley exponencial de Hellman, ecuación (2.20).

Como se vio en la capítulo anterior, estos métodos dependen de los parámetros

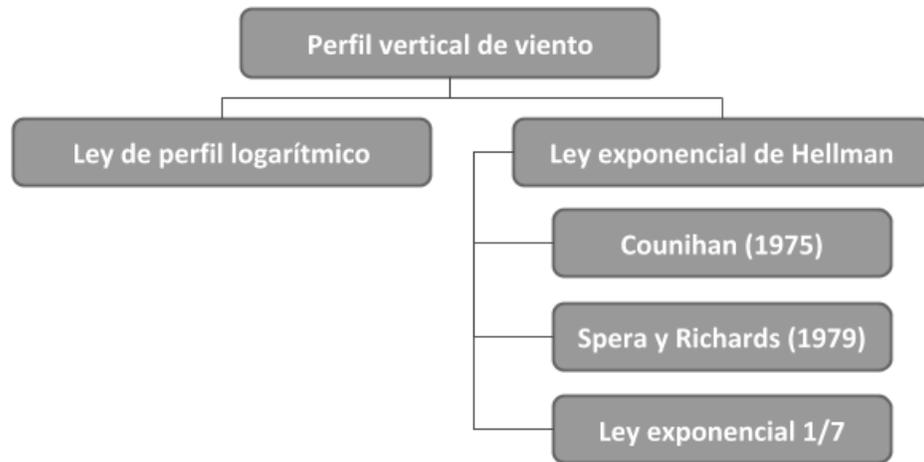


Figura 3.5: Métodos usados para la estimación del perfil vertical del viento en la zona de estudio

longitud de rugosidad y del exponente de Hellman. Para el cálculo del primer coeficiente se usó la tabla 6.1 del Anexo. Dado que el área de estudio corresponde al sector occidental de una pequeña localidad, con tierras de cultivo y plantaciones de pino, se eligió una rugosidad de 0,4 m. Por otra parte, para el cálculo del coeficiente de fricción o exponente de Hellman, se escogió tres de los métodos expuestos en la tabla 6.2 del Anexo, y que eran coherentes con los datos que se

tenían a disposición. Estos son: Spera y Richards, Counihan y $\alpha = 1/7$ ([21], [20], [19]).

Se determinó una altura de buje de 50 metros, acorde con turbinas de potencia media (según el consumo de la población en estudio) y que no signifiquen un importante impacto en el paisaje de la isla.

Con la serie de tiempo de intensidades de viento a 50 metros, se utilizó la función de Weibull, para lo cual se usó el método empírico de Justus en el cálculo del factor de escala y el factor de forma.

Con esto, fue posible estimar la probabilidad de ocurrencia de intensidades de viento determinado, y por consiguiente, estimar la potencia eólica en la zona y la energía generada por una turbina en particular.

3.4.3. Estimación del recurso undimotriz

Para la evaluación del recurso undimotriz fueron usados las salidas puntuales de WW3, correspondientes a siete puntos de la costa occidental de la isla (enumerados en la figura 3.4). A estos se les evaluó si cumplían las condiciones de aguas profundas expuestas a continuación:

- Aguas profundas: $h/\lambda > 1/2$
- Aguas intermedias: $1/20 < h/\lambda < 1/2$
- Aguas someras: $1/20 > h/\lambda$

donde λ es la longitud de onda (*longitud de onda media* en las variables de salida del modelo) y h la profundidad del lugar. Sólo aquellos puntos que satisfacen la relación de aguas profundas o aguas intermedias fueron usados para la siguiente etapa, ya que en estos casos es donde se puede aplicar la teoría lineal del oleaje. Debido a que los puntos seleccionados pertenecen a la clasificación de aguas intermedias, la estimación de la potencia media del oleaje se realizó con su

ecuación general (2.33) que depende del espectro de energía $S(f)$, la frecuencia f , el número de onda k y la profundidad d (entre otras).

El parámetro *espectro de energía* $S(f,\theta)$ que entrega WW3 corresponde a una matriz temporal en función de 24 direcciones y 32 frecuencias conocidas. Para la estimación de la potencia se usó la ecuación 2.30 para transformarlo en espectro no-direccional.

La longitud de onda (en función de cada una de las 32 frecuencias) debió ser calculada. Para esto se usó la metodología propuesta por Pastor y Liu (2015) [28], que puede ser usada para la estimación de este parámetro en aguas de cualquier profundidad

$$\lambda = T \sqrt{\frac{gd}{F}} \quad (3.2)$$

$$F = G + \frac{1}{1 + 0,6522G + 0,4622G^2 + 0,0864G^4 + 0,0675G^5}$$

$$G = \left(\frac{2\pi}{T}\right)^2 \frac{d}{g}$$

donde T es el período ($1/f$) en segundos, y F y G son conocidas como la aproximación de Pade.

El punto con mayor potencia media fue luego usado para la evaluación del recurso undimotriz. Se estudió su distribución direccional a través de rosas de oleaje (con la variable *dirección media del oleaje*), y su variación temporal a través de sus promedios mensuales (para la potencia y la altura de ola significativa que entrega el modelo).

La matriz de distribución bivariada se calculó para los mismos parámetros de la matriz de potencia del WEC: período *peak* T_p y altura de ola significativa H_s (ambos parámetros obtenidos de la simulación numérica); y fue construida con celdas de $0.5\text{m} \times 1\text{s}$ ($\Delta H_s \times \Delta T_p$).

Con esta información, más la matriz de potencia del WEC, se estimó la energía anual absorbida, usando la ecuación 2.35.

3.5. Validación de simulaciones numéricas

Los resultados obtenidos mediante la simulación de modelos numéricos fueron validados con mediciones. Para los exploradores eólico y solar se usaron los registros de la estación minenergía, y para las salidas de WW3 se usó los datos de altimetría. Los estadísticos aplicados fueron bias, MAE (*mean absolute error*) [50], índice de dispersión (SI) [47], correlación de Spearman (r) [50]

$$BIAS = \frac{\sum(y_i - x_i)}{N}$$

$$MAE = \frac{1}{N} \sum |y_i - x_i|$$

$$SI = \frac{1}{\bar{x}} \sqrt{\frac{1}{N} \sum [(y_i - \bar{y}) - (o_i - \bar{x})]^2}$$

$$r = 1 - \frac{6 \sum D_i^2}{N(N^2 - 1)}$$

donde y_i y x_i son los datos simulados y observados respectivamente, N es la longitud de la serie y D_i es la diferencia entre las posiciones para el i-ésimo par de datos [50].

Algunos estudios de validación de oleaje con altimetría realizan promedios de los datos a lo largo de la trayectoria del satélite. Queffeulou (2004) [51] por ejemplo, promedió los datos que estuviesen dentro de un rango de ± 25 km, usando como valor de partida aquel que se encontrase más cerca de la boya a validar. Por las dimensiones de la isla en cambio, y debido a que en el sector norte las profundidades aumentan drásticamente por la irrupción del cañón del Biobío, este

método fue descartado.

En este estudio se decidió realizar una validación punto a punto para cada satélite por separado (Envisat y ERS2). Por cada paso (cada 35 días), fue elegido aquel dato que se encontrara más próximo a los resultados del modelo a validar. Estas salidas son los tres puntos que se muestran con color verde en la figura 3.4, y fueron escogidas por encontrarse más cercanas tanto a la salida puntual a la que se le evaluó el recurso undimotriz, como a las órbitas de los satélites (entre 2,5 y 6 kilómetros de distancia aproximadamente). El paso de los satélites frente a las costas de la isla era realizado entre las 14:30 y 15:00 horas UTC, mientras que las salidas a validar son para las 15:00 UTC, lo que significa una diferencia temporal máxima de treinta minutos.

3.6. Dimensionamiento y propuesta final

Como se mencionó en la introducción, diseñar sistemas aislados híbridos (combustibles fósiles y ERNCs) es complejo debido a la intermitencia de las fuentes renovables. Y es aún más complicado pensar en un sistema totalmente libre de combustibles fósiles. Conviene señalar que para desarrollar un proyecto de este tipo es necesario realizar evaluaciones ambientales, técnicas y económicas que en este trabajo no son realizadas. Teniendo esto en consideración, en este estudio se realizó el diseño de un sistema funcional y simplificado del tipo híbrido. Este incluye la maximización del aporte de energías renovables, y el uso de combustibles fósiles como medio de respaldo. Esta propuesta considera los resultados de la evaluación energética hecha y algunos motivos técnicos, de manera de aprovechar de la mejor forma posible las características propias de los recursos renovables evaluados.

Capítulo 4

Resultados

4.1. Consumo eléctrico de Isla Santa María

Usando una tasa de crecimiento del 8% anual a partir de los registros del 2015 (tabulados en 6.4, Anexo), se estimó el consumo eléctrico de la isla para el año 2018 en 924 MWh. Sus promedios mensuales y horarios están detallados en las tablas 6.5 y 6.6 del Anexo, y sus gráficos se muestran a continuación:

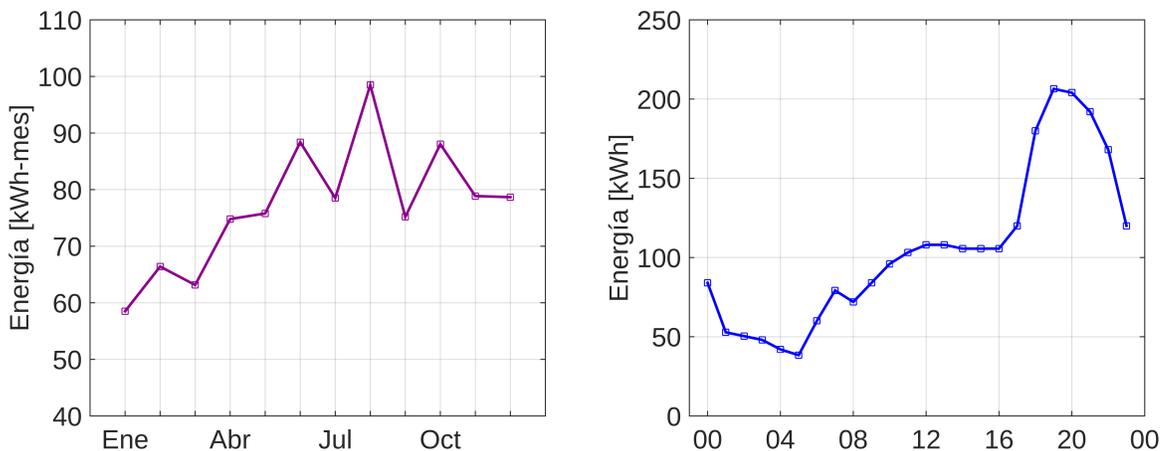


Figura 4.1: Consumo eléctrico estimado de la isla para el año 2018. A la izquierda, el promedio mensual [MWh], y a la derecha, el promedio horario [kWh].

4.2. Energía Solar Fotovoltaica

4.2.1. Trayectoria solar

En la figura 4.2 se muestra la trayectoria que seguiría el sol para la latitud en estudio ($\phi=37^\circ$) en distintos días del año. La menor elevación alcanzada el 21 de junio es cercana a los 30° , mientras que su valor más alto es de 76.4° el 21 de diciembre.

Los valores de radiación anual máxima se observaron para una inclinación de panel igual a 27° , alcanzando un 8% más de radiación anual que al usar una inclinación de $\phi+15=52^\circ$. Aún así, se observó que entre los meses de junio a agosto la radiación que llegaba a un panel con inclinación de 52° era hasta un 6% mayor que con la inclinación más baja (27°). Por este motivo, y para privilegiar los meses con más demanda eléctrica, se continuó el análisis con el ángulo de mayor pendiente (52°), y con un azimut igual a 0 (panel orientado al norte).

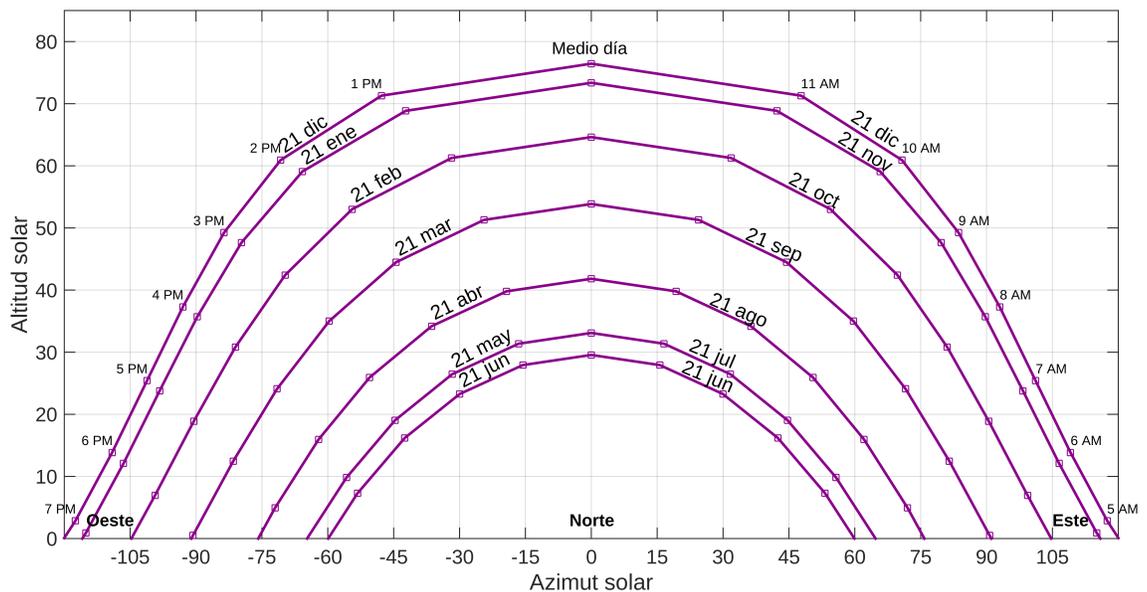


Figura 4.2: Diagrama de trayectoria solar para $\phi=37^\circ$ (en hora solar). Cada curva indica la altitud o elevación para el día 21 de cada mes, en función del azimut.

	I_{GH}	I_{BH}	I_{DH}	I_C	I_{BC}	I_{DC}	I_{RC}
Irradiancia anual [kWh/m ²]	1861	1028	551	1591	1085	445	72

Tabla 4.1: Total anual de la radiación solar incidente sobre un plano horizontal (irradiación global I_{GH} ; directa I_{BH} ; difusa I_{DH}) y sobre el panel inclinado 52° (irradiación total I_C ; directa I_{BC} ; difusa I_{DC} ; reflejada I_{RC}). La diferencia entre la suma de las componentes y los totales es generada durante el proceso de cálculo.

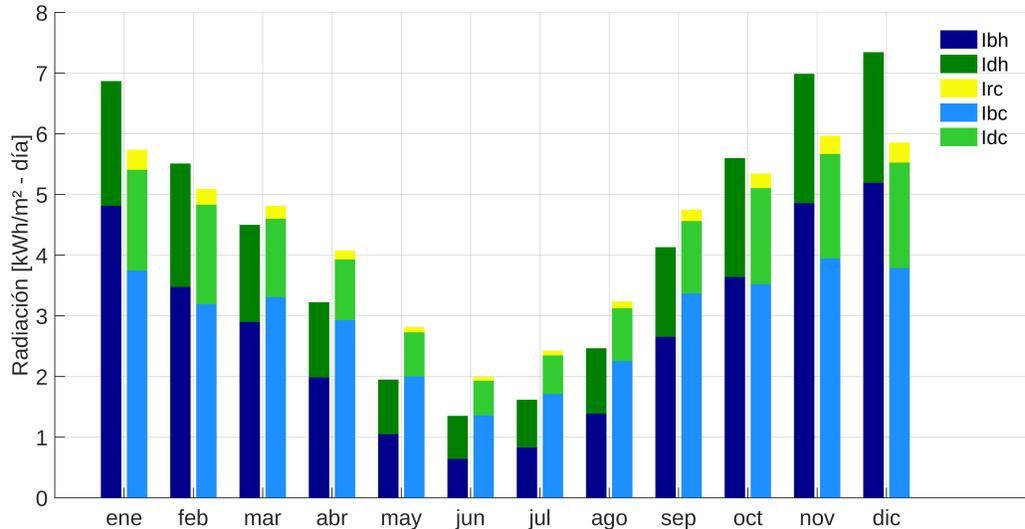
4.2.2. Estimación del recurso

La tabla 4.1 muestra los resultados para cada componente de la radiación solar. La irradiación global anual sobre el colector (I_C) se estimó en 1,59 MWh/m², y como se observa en la figura 4.3.a), su valor más bajo es alcanzado en junio, con un total de 1,98 kWh/m² al día, un tercio de lo estimado para los meses de mayor radiación en verano.

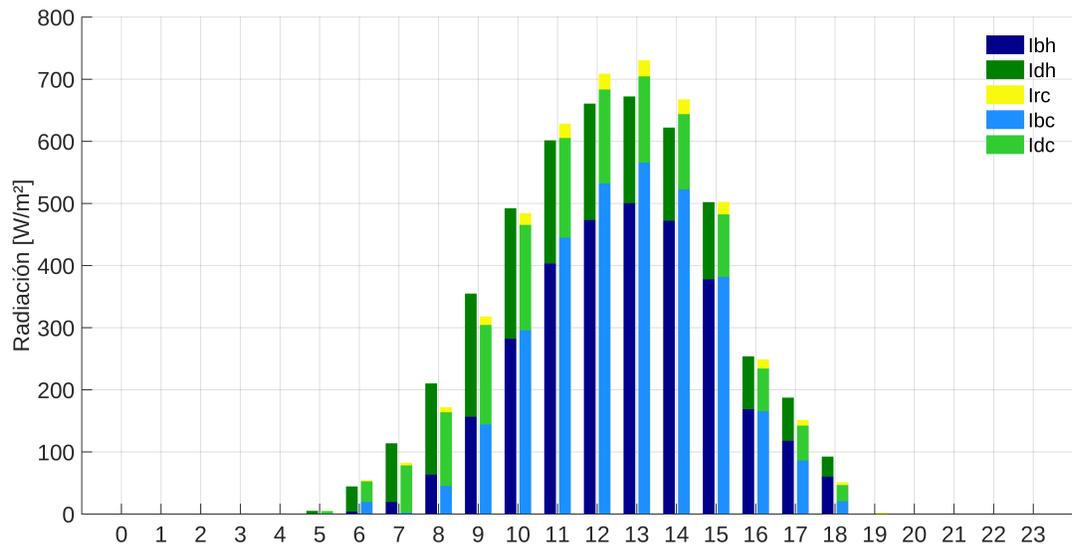
Como era de esperarse, en invierno los valores de radiación sobre una superficie horizontal son menores que los incidentes en el colector debido a su inclinación. Por el contrario, en verano se observa lo opuesto y de forma más evidente, ya que la alta inclinación hace menos eficiente la captación de los rayos.

El ciclo diario de la radiación, expuesto en la figura 4.3.b), muestra un máximo cercano a los 700 W/m² a la 1 de la tarde. También se ve un significativo aporte de irradiación difusa (I_{dh} e I_{dc}) durante las horas de la mañana, disminuyendo por la tarde. Esto sería el resultado de una mayor concentración de nubosidad en las horas más tempranas del día, lo cual fue corroborado con los datos del Explorador que muestran un claro ciclo diario en la presencia de nubes, cuyos valores comienzan a aumentar rápidamente desde las 5 AM, alcanzan su máximo a las 11 AM y desaparecen por completo a las 7 PM. Al analizar esta variable, se

encontró que el 14 % del tiempo hubo presencia de nubes en el sector.



(a) Promedios mensuales de radiación diaria en kWh/m²



(b) Ciclo diario de radiación en W/m²

Figura 4.3: Radiación solar incidente sobre un plano horizontal (irradiancia directa I_{bh} en azul; irradiancia difusa I_{dh} en verde oscuro) y sobre un plano inclinado 52° (irradiancia reflejada I_{rc} en amarillo; irradiancia directa I_{bc} en celeste; irradiancia difusa I_{dc} en verde claro)

Al comparar las series completas (casi tres años) de los datos medidos versus los entregados por el Explorador Solar, los indicadores entregaron tanto en el caso de irradiancia horizontal y sobre el colector, un valor de al menos 90 % en correlación, y un bias del orden de -20 W/m^2 , que indica una subestimación por parte del Explorador (ver tabla 4.2).

	MAE [W/m^2]	Bias [W/m^2]	SI [%]	r [%]
I_{GH}	71.6	-18	23	94
I_C	94.3	-23	29	90

Tabla 4.2: Estadísticos aplicados para validar resultados del explorador solar (radiación global horizontal, I_{GH} y radiación total sobre el colector, I_C): mean absolute error (MAE); bias; índice de dispersión (SI); coeficiente de correlación de Spearman (r).

4.2.3. Panel solar fotovoltaico

Para la elección del panel solar con el cual se realizarán los estudios de energía de salida, se buscó primero que todo a la industria líder del mercado, que durante los últimos años ha sido la empresa china Jinko Solar.

Por otro lado, los paneles de silicio monocristalinos se han impuesto frente al resto por su mayor eficiencia y la disminución en sus costos alcanzada gracias a la alta producción asiática, que los ha dejado comparativamente mejor posicionados que los policristalinos.

Así, se escogió el panel solar JKM300M-60 de 300 W de potencia máxima y una eficiencia de 18.33 %. Más especificaciones técnicas se encuentran en la tabla

4.3.

Panel fotovoltaico JKM300M-60

Empresa	Jinko Solar (China)
Tipo	Monocristalino
Potencia nominal	300 W
NOCT	45 ± 2°C
Coefficiente de temperatura	-0.39 %/°C
Eficiencia	18.33 %
Dimensiones	1650x992x40mm

Tabla 4.3: Especificaciones técnicas del panel solar fotovoltaico. NOCT es la temperatura de funcionamiento nominal.

4.2.4. Producción energética

La temperatura máxima diaria en la isla arrojó valores entre 11°C en invierno y 24°C en verano. Con estos resultados se calculó la temperatura del panel Jinko Solar, que osciló entre los 45 y 58°C. Mientras estos valores se alejen más de su temperatura estándar (25°C), la potencia generada disminuirá. En este caso, la potencia nominal en condiciones estándar (STC) es de 300 W. Al considerar estos cambios de temperatura la potencia será de 270,3 W. Así, la energía generada durante un año, considerando valores diarios de radiación y temperatura, sería de 429,5 kWh. El resumen de los parámetros de recurso solar se muestran en la tabla 4.4

Parámetros del recurso solar

	2004	2005	Promedio
I_H media diaria [kWh/m ²]	5,05	5,15	5,10
I_C media diaria [kWh/m ²]	4,40	4,32	4,36
max(media mensual de I_C diaria) [kWh/m ²]	6,07	5,95	5,88
min(media mensual de I_C diaria) [kWh/m ²]	1,99	2,18	2,09
% de tiempo con nubosidad	15	14	15
Potencia media [W]	270,4	270,3	270,3
Energía anual [kWh]	433,3	425,6	429,5

Tabla 4.4: Parámetros del recurso solar para Isla Santa María. I_H e I_C son la radiación horizontal y sobre un colector respectivamente.

4.3. Energía Eólica

4.3.1. Viento a 20 metros de altura

Con los datos registrados por la estación minenergía se calcularon estadísticos que se resumen en la tabla 4.5. Como se observa en la figura 4.4, la dirección predominante registrada por la estación EULA fue la sur-oeste, característica de la presencia del Anticiclón del Pacífico Sur en las costas centro-norte de Chile. También es posible apreciar en el diagrama de vector progresivo que la mitad del año, correspondiente a los meses de primavera y verano, la dirección del viento se muestra constante, mientras que para los meses de otoño e invierno se observa una mayor variabilidad, lo que se debe al desplazamiento del anticiclón en esta época. Por otro lado, la rosa de viento también deja ver que, al igual como lo

Año	Intensidad media [m/s]	Desviación estándar [m/s]	Factor de forma [-]	Factor de escala [m/s]	Densidad de potencia media [W/m ²]
2004	4,12	2,42	1,78	4,63	92,58
2005	4,19	2,37	1,86	4,72	92,78
Promedio	4,16	2,39	1,82	4,68	92,68

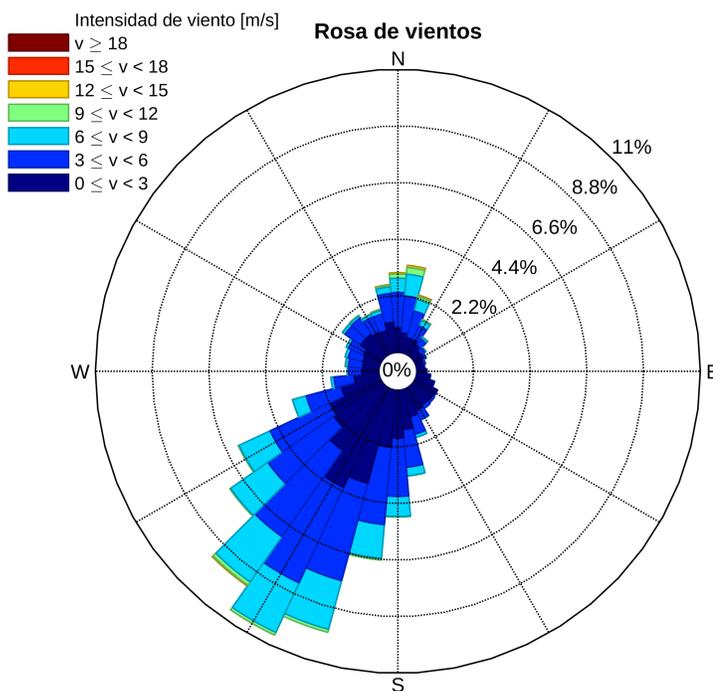
Tabla 4.5: Estadísticos para intensidad de viento a 20 metros, obtenido de mediciones cada 10 minutos en estación minenergía, ubicada en la Isla Santa María entre los años 2004 y 2006. Los promedios totales no incluyen al año 2006 por no contar con la información de diciembre.

registró la estación minenergía, mayoritariamente las intensidades de viento no superaron los 6 m/s.

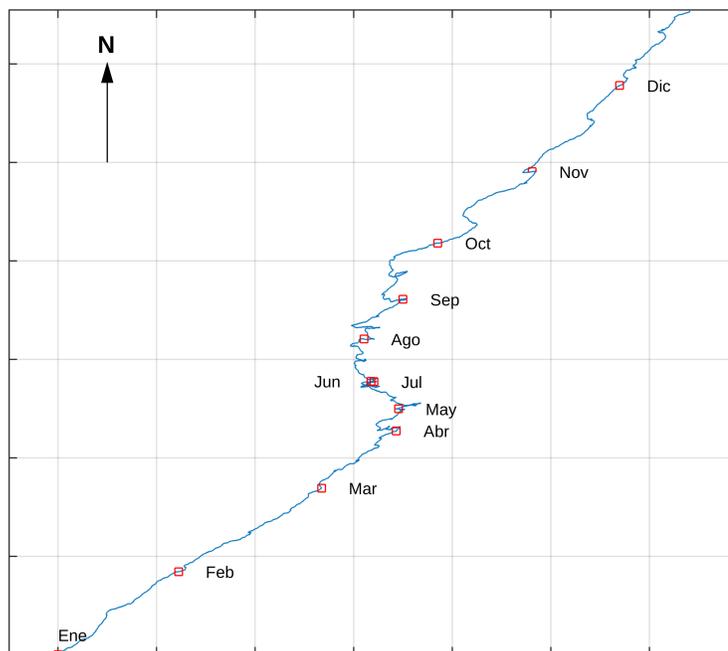
La velocidad promedio a 20 metros durante el período completo fue de 4,16 m/s, con una desviación estándar de 2,39 m/s en los tres años de medición.

La densidad de potencia promedio de la isla se determinó por medio de la ecuación que se deriva de la distribución de Weibull, para lo cual se utilizó el método empírico de Justus en el cálculo de sus parámetros (factor de escala c y factor de forma k), dando como resultado 92,68 W/m² para el período completo.

Al analizar su variabilidad temporal para los tres años de registro de intensidad de viento, los valores más altos se presentan durante la época de primavera-verano, alcanzando un valor máximo de 4,62 m/s durante el mes de enero, y un valor mínimo de 3,43 m/s en mayo. Por otro lado, los promedios horarios muestran un claro ciclo diario, con un aumento de las intensidades del viento durante las horas de luz, alcanzando su máximo de 5,4 m/s a las 15:00 horas, y un mínimo de 3,3 m/s a las 06:00 de la mañana.



(a) Rosa de vientos



(b) Diagrama de vector progresivo

Figura 4.4: Dirección del viento para el año 1991 a partir de registros de estación meteorológica EULA: a) Rosa de vientos con distribución de frecuencia de intensidades (barras indican de donde viene el viento); b) Diagrama de vector progresivo indicando hacia donde se dirigía el viento.

4.3.2. Viento a 50 metros de altura

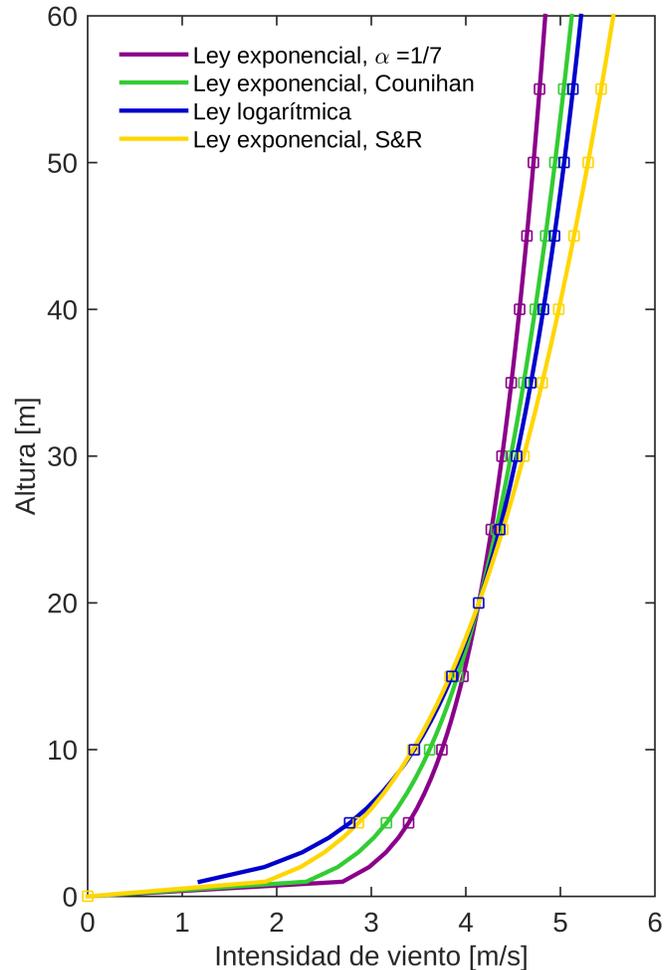


Figura 4.5: Perfil vertical de viento calculado con: ley exponencial $\alpha=1/7$ (morado); ley exponencial, método de Counihan (verde); ley de perfil logarítmico con $z_0=0,3$ (azul); y, ley exponencial, método Spera y Richards (amarillo).

Para el estudio del potencial eólico en la zona, el primer paso consistió en extrapolar las mediciones de la intensidad del viento a distintas alturas. Para la construcción de los perfiles, se usó cuatro métodos distintos (resumidos en el esquema 3.5), y sus resultados están graficados en la figura 4.5. A 50 metros de altura, se tiene una diferencia máxima entre todos los perfiles de 0,6 m/s. El

Turbina Enercon E-53	
Potencia nominal	800 kW
Rapidez cut-in	2 m/s
Rapidez nominal	13 m/s
Rapidez cut-out	34 m/s
Diámetro rotor	53 m
Clase de viento (IEC)	Clase S ($\bar{v}=7.72\text{m/s}$)
Altura de buje	50/60/73
Número de aspas	3

Tabla 4.6: Especificaciones técnicas de la turbina Enercon E-53.

obtenido con la ley exponencial calculada con el método de Spera y Richards alcanzó los valores más altos; mientras que con la ley exponencial 1/7 se tuvo los valores de intensidad más bajos. Esto último es congruente con lo encontrado en la literatura, donde se plantea que este último método subestima los resultados en la extrapolación ([21], [22], [19]). En adelante se continuará el análisis con un promedio de todos ellos.

4.3.3. Turbina eólica

La elección de la turbina se realizó de entre una base de datos de más de 1.500 equipos que tiene disponible la página web wind-turbine-models.com [52]. En ésta se buscó un aerogenerador que tuviese disponible información sobre su desempeño (curva de potencia), y también, que fuese de un tamaño apropiado a una posible instalación en la isla. Además, se buscó entre las empresas líderes

del mercado una turbina apta para vientos débiles, que fueron los encontrados en la isla.

En base a los antecedentes mencionados en este trabajo se seleccionó a la turbina E-53, perteneciente a la empresa alemana Enercon, quinta en el ranking¹ de empresas del rubro en el año 2016 según *Bloomberg New Energy Finance* [53]. Esta turbina posee una potencia nominal de 800 kW, un diámetro de 53 metros y una rapidez nominal de 13 m/s (más especificaciones técnicas en la tabla 4.6).

La altura de buje de la turbina escogida puede ser determinada entre los 50 y 73 metros. Para la evaluación energética de este estudio se escogió la menor de éstas. Para esta altura, el ciclo anual de intensidad de viento muestra un promedio de 4,98 m/s (solo 0,86 m/s más que las mediciones a 20 metros), y la oscilación diaria se encuentra entre los 4,01 m/s a las seis de la mañana, y los 6,5 m/s a las tres de la tarde (figura 4.6).

Estos resultados son más bajos que los que entrega el explorador eólico, con los que se obtuvo un promedio de 6,19 m/s para el mismo período a 47 metros de altura. Al comparar con los datos de la estación minenergía, arroja un bias de 1,6 m/s, indicando que el explorador eólico está sobreestimando los valores medidos. Además, se obtuvo una correlación de tan solo 38 % y un error total (MAE) de 2,9 m/s.

¹Este ranking considera la potencia instalada en el año 2016.

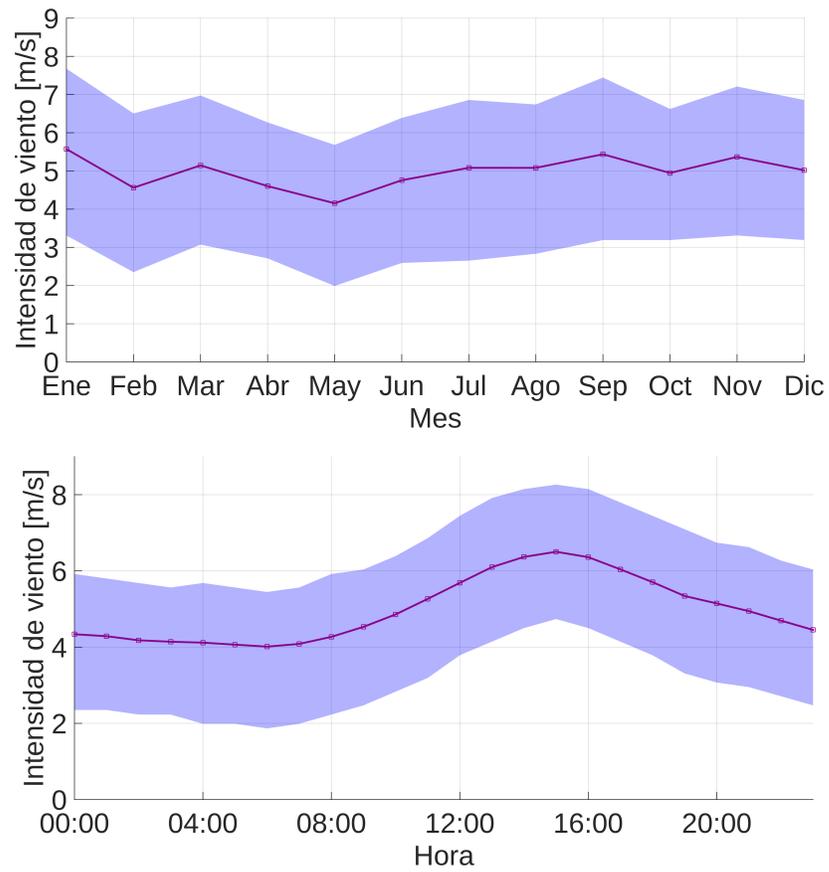


Figura 4.6: Ciclo anual (arriba) y diario (abajo) para la intensidad de viento calculada a 50 metros. El área lila indica el rango intercuartil de los datos.

4.3.4. Estimación del recurso eólico

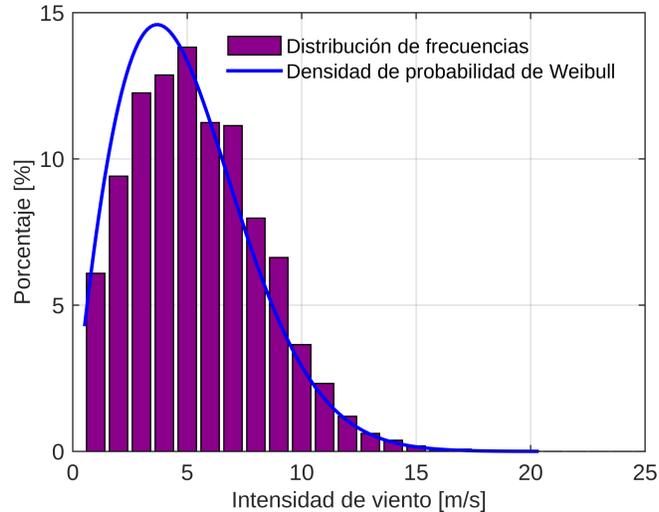


Figura 4.7: Distribución de frecuencias para la serie de tiempo calculada a 50 metros (barras moradas) y distribución de probabilidad de Weibull (línea azul) para los mismos datos.

La figura 4.7 muestra la distribución de frecuencias para la serie construida a 50 metros, y con línea azul, su distribución de probabilidad de Weibull. Sus parámetros fueron calculados con el método de Justus, y dieron como resultado un valor de 1,87 para el factor de forma y 5,65 m/s para el factor de escala.

A partir de esta función, fueron calculados los indicadores de estimación del potencial eólico que se exponen a continuación, y que son resumidos en la tabla 4.7. Es importante notar que en la figura 4.7, a mayores intensidades la curva de Weibull está por debajo de los valores observados, por lo tanto, es esperable una subestimación de los resultados calculados con esta función, debido a que con estas velocidades es cuando más potencia genera la turbina. La potencia promedio a 50 metros fue de 350 kW de potencia, mientras que la densidad de potencia fue de 159 W, calculada con el valor típico de densidad del aire a 15°C de 1,225 kg/m³.

Parámetros del recurso eólico			
	2004	2005	Promedio
V media [m/s]	5,0	5,1	5,02
V mediana [m/s]	4.6	4.7	4.73
V desviación estándar [m/s]	2,9	2,8	2,82
Factor de forma k	1,8	1,9	1,87
Factor de escala c [m/s]	5,6	5,7	5,65
Densidad de potencia [W/m ²]	159	159	159
Potencia promedio [kW]	350	351	350
Energía de salida anual [MWh]	1.300	1.326	1.313
% de tiempo entre cut-in y cut-out	86	87	85
% de tiempo en intensidad nominal	1	0,8	0,9

Tabla 4.7: Parámetros del recurso eólico calculado a 50 metros para Isla Santa María. V es la intensidad de viento. La potencia promedio, energía de salida y porcentajes de tiempo son referentes a la turbina Enercon E-53.

El gráfico 4.8b muestra el número de horas en un año (de un total de 8.760 horas) en que está presente una intensidad dada. Un 85 % del tiempo se encontrarán intensidades entre 2 y 34 m/s (cut-in y cut-out respectivamente), por lo que solo en esos momentos la turbina en estudio estará generando electricidad.

Además, al analizar este gráfico en conjunto con la curva de potencia del aerogenerador (figura 4.8a), es posible estimar cuánta energía generará durante un año. Esto, mediante la ecuación 2.27 que relaciona la distribución de probabilidad de las intensidades de viento (expresado en la figura 4.8 como número de horas en un año), con la energía que la turbina Enercon podrá generar según la distribución de vientos existentes en la isla.

Este resultado, mostrado en el gráfico 4.8c, entrega que la producción anual de energía de la turbina Enercon E-53 será de 1.313 MWh, lo que a priori permitiría satisfacer el consumo de 924 MWh estimado para el año 2018.

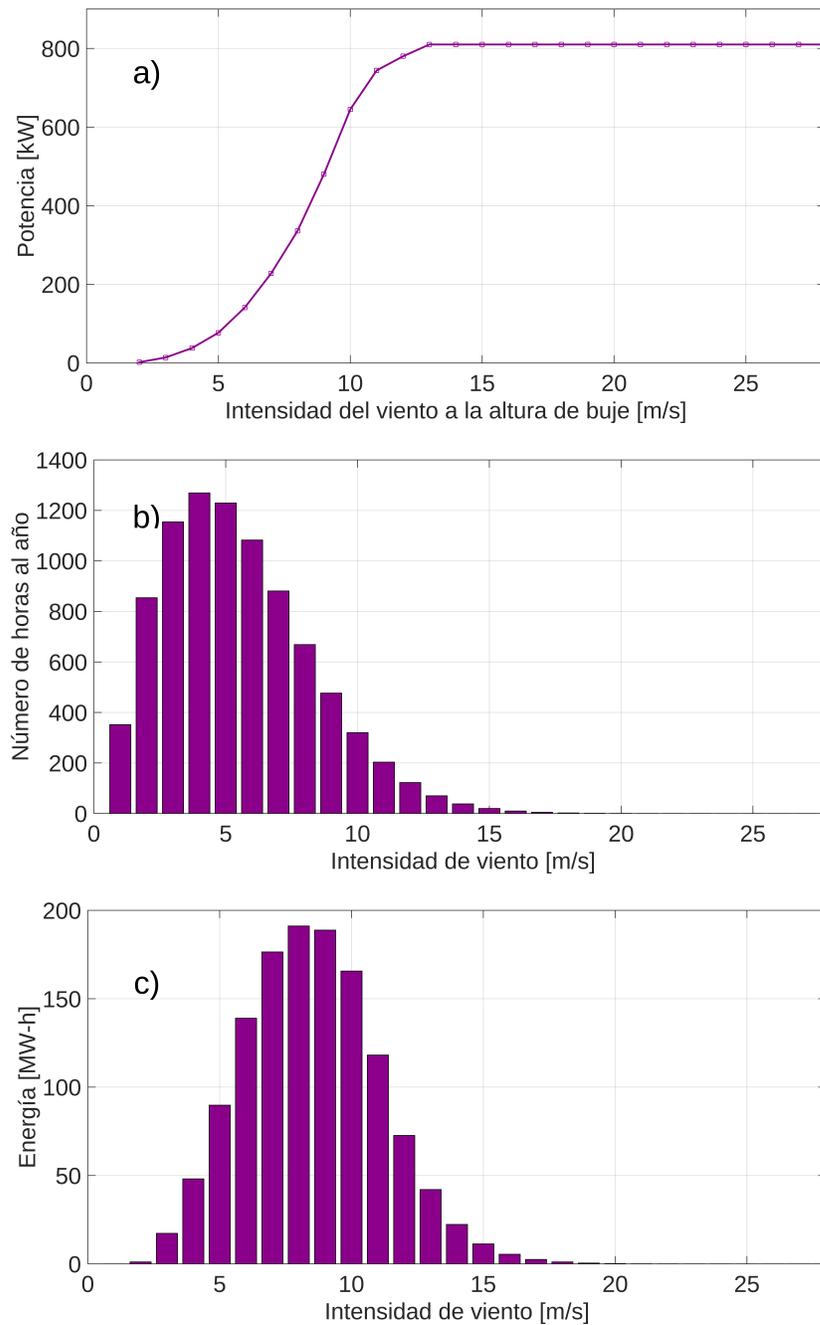


Figura 4.8: a) Curva de potencia de turbina Enercon E-53; b) cantidad de horas de ocurrencia de una intensidad de viento (de un total de 8.760 horas de un año),según la distribución de Weibull; c) energía generada durante un año por la turbina, según la distribución de intensidad de viento en la isla.

4.4. Energía undimotriz

Las salidas puntuales de la simulación en WW3 son enumeradas del 1 al 7 según su ubicación desde sur a norte. La evaluación de las condiciones de aguas profundas arrojó que solo los puntos 7, 6 y 4 corresponden a aguas intermedias, el resto pertenecen a aguas someras (tabla 4.8).

Los resultados de la estimación de la potencia media undimotriz [kW/m] para

Punto	Profundidad [m]	λ media [m]	$\lambda/2$	$\lambda/20$	Clasificación
7 (Norte)	16.7	115	57	5.7	Aguas Intermedias
6	6.3	80	40	4	Aguas intermedias
5	2.3	53	26	2.6	Aguas someras
4	8.9	87	44	4.4	Aguas intermedias
3	0.2	16	8	0.8	Aguas someras
2	1	34	17	1.7	Aguas someras
1 (Sur)	2	43	21	2.1	Aguas someras

Tabla 4.8: Evaluación de condición de aguas profundas para las salidas puntuales de la simulación en WW3, enumeradas de sur a norte (con λ , la longitud de onda).

los puntos pertenecientes a aguas intermedias son mostrados en la tabla 4.9. Se aprecia que todos ellos tienen una potencia media superior a los 37 kW/m, siendo el más ventajoso el ubicado más al norte (punto 7), con 41 kW/m.

En la figura 4.9 se muestra la distribución mensual para este punto, donde se puede ver que el valor máximo es de 61,6 kW/m alcanzado en septiembre. También se aprecia una alta dispersión en los meses de julio a octubre, con un rango intercuartil máximo de 51,3 kW/m (área lila en la figura).

Punto	Ubicación	Hs±std[m]	Pmean [kW/m]
7	36,97°N, 73,54°W	2,08±0,7	41,63
6	36,98°N, 73,54°W	1,87±0,5	37,12
4	37,02°N, 75,56°W	1,95±0,6	37,65

Tabla 4.9: Ubicación y parámetros de oleaje para los tres puntos en aguas intermedias. *Hs* es la altura de ola significativa, *std* la desviación estándar, y *Pmean* la potencia media.

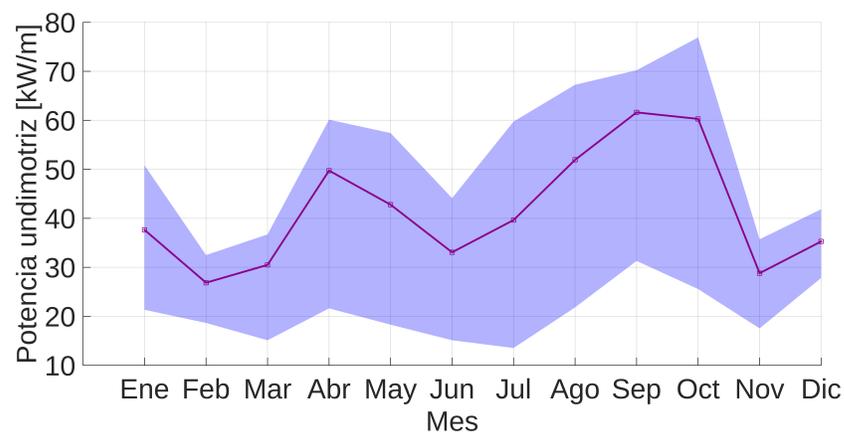


Figura 4.9: Media mensual de potencia de oleaje [kW/m] para el punto 7. El área lila indica el rango intercuartil de los datos.

La altura de ola significativa media para este punto fue superior a los dos metros, y como se ve en la rosa de oleaje de la figura 4.10, mayoritariamente sus valores son menores a los 2,5 metros. Además, en la misma figura se ve que tiene una marcada dirección predominante (WNW) lo cual puede ser resultado de la batimetría de la zona.

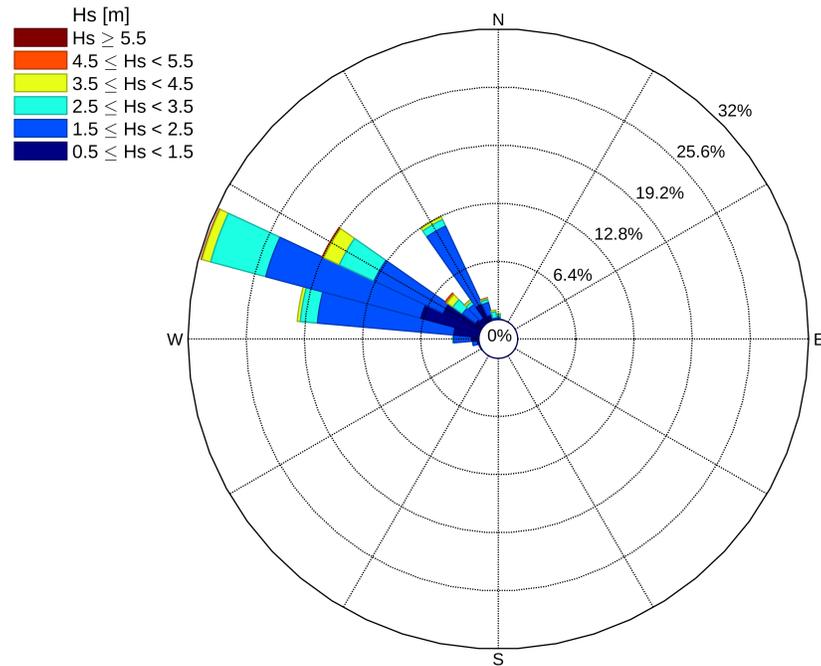


Figura 4.10: Distribución direccional para la altura de ola significativa H_s [m], obtenida de la simulación para el punto de mayor potencia.

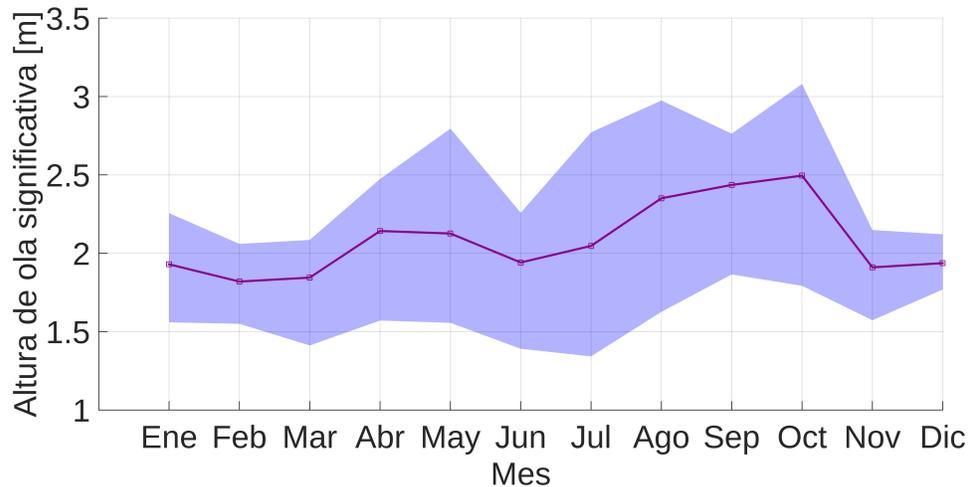


Figura 4.11: Media mensual de altura de ola significativa H_s [m], obtenida de la simulación para el punto de mayor potencia. El área lila indica el rango intercuartil de los datos.

En la figura 4.11 se presenta la distribución mensual de los valores medios de H_s para el punto 7. El valor máximo es alcanzado en octubre, con un valor de 2,5 m, mientras que el valor más bajo es de 1,8 m en febrero. El rango intercuartil, indicado con el área lila, toma un valor promedio de 0,8 m, y alcanza su máximo en julio con 1,4 m.

La validación de los resultados usando altimetría contó lamentablemente con pocos datos, debido a que los satélites ERS-2 y Envisat pasaban cada 35 días frente a las costas de la isla². Los resultados son mostrados en la tabla 4.10, donde se puede apreciar que existe una subestimación cercana a 17 cm por parte del modelo, y que el error en la exactitud (MAE) es del orden de los 25 cm. Por otro lado, se ven valores bajos de dispersión y una correlación aceptable superior a 65 %.

La distribución bivariada para el punto más energético es presentado en la figura 4.12. Ésta entrega los porcentajes de ocurrencia simultánea de una altura significativa y un período *peak* determinado. La figura muestra que los estados de mar más frecuentes corresponden a períodos entre los 10 y 15 segundos, y entre los 1.5 y 2.5 metros de altura, concentrando un 57 % del total.

²Para la validación con el satélite ERS-2 se contó con 10 datos (correspondientes a los 10 ciclos del satélite durante el año) para cada punto a validar. Mientras que con el satélite Envisat se contó con 6 datos, debido a que en algunos de los ciclos no había información.

	MAE [cm]	Bias [cm]	SI [%]	r [%]
ERS-2	22,2	-15	23	70
Envisat	25,5	-17	15	65

Tabla 4.10: Estadísticos aplicados para validar resultados de WW3: *mean absolute error* (MAE); bias; índice de dispersión (SI); coeficiente de correlación de Spearman (r).

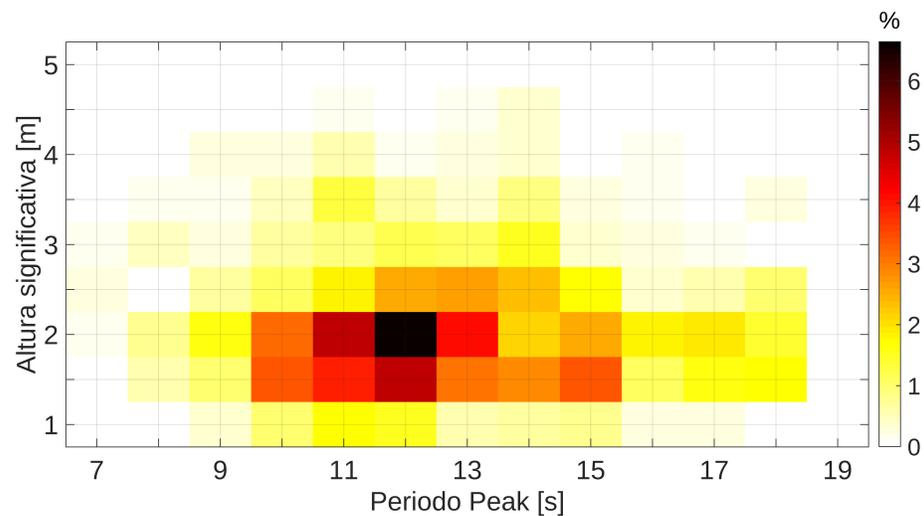


Figura 4.12: Distribución bivariada de los parámetros H_s y T_p para el punto de mayor potencia. Cada celda indica el porcentaje de ocurrencia de cada estado de mar (escala de colores).

4.4.1. Convertidor undimotriz

El primer filtro para la elección del convertidor undimotriz (*WEC*), fue el de buscar equipos que pertenezcan a la clasificación de *cercanos a la costa*, esto es, que la profundidad del lugar esté en el rango de entre 10 a 25 metros aproximadamente. Esto debido a que las salidas puntuales del modelo que se usaron

en este estudio tienen estas profundidades. Además, se buscó un dispositivo con dimensiones acordes a lo esperable para un proyecto que se ejecute en la isla. A partir de esto, se escogió el WEC Ceto, cuyas imágenes se muestran en la figura 4.13. Pertenece a la empresa australiana *Carnegie Wave Energy Ltda.* y corresponde a un absorbedor puntual formado por una boya completamente sumergida que con el movimiento generado por el paso de las olas, acciona su sistema hidráulico para la generación de electricidad.

Debido a que no se encontró su matriz de potencia, se usará una versión elabo-

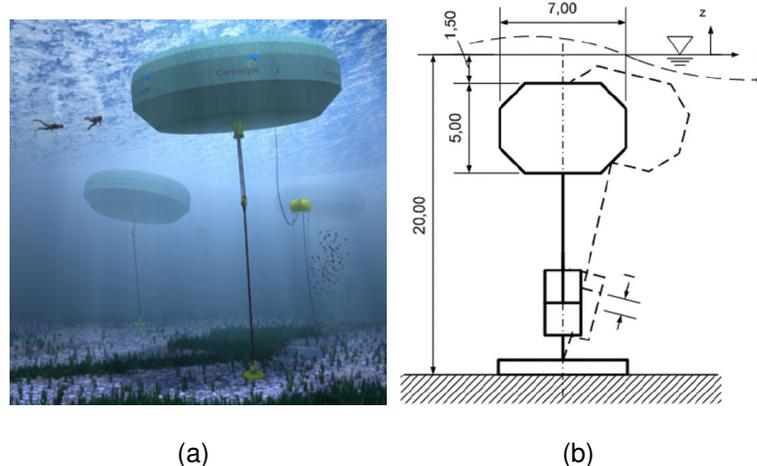


Figura 4.13: Convertidor undimotriz Ceto: a) imagen prediseñada del WEC [54]; b) versión elaborada por *Babarit et al., 2012* [55].

rada por *Babarit et al., 2012* [55] (ver tabla 6.7 en Anexo) a partir de simulaciones numéricas del modelo *Wave to Wire*. Esta versión (ver figura de derecha de 4.13) tiene una boya de siete metros de diámetro y está hecha para ser instalada a 20 metros de profundidad (más especificaciones técnicas en la tabla 4.11).

La potencia y energía eléctrica fueron calculadas con la matriz de potencia del WEC y la distribución bivariada de la figura 4.12, según la ecuación 2.33. Los resultados entregaron que con un único dispositivo se tendría una potencia media de 12,14 kW/m y una energía anual de 106,3 MWh, casi una novena parte del

WEC Ceto	
Empresa	Carnegie Wave Energy Ltda.
Diámetro	7 m
Altura	5 m
Profundidad del agua	20 m
Tipo de WEC	Absorbedor puntual
Principio de funcionamiento	Diferencial de presión

Tabla 4.11: Especificaciones técnicas de WEC Ceto (*Babarit et al., 2012*[55]).

Parámetros del recurso undimotriz	
Hs (media) [m]	2,08
Hs (median) [m]	1,95
Hs (max) [m]	5,2
Tp (media) [s]	12,9
λ (media) [m]	115
P (media) [kW/m]	41,63
P (max) [kW/m]	301,6
P (media) WEC [kW]	12,14
Energía anual absorbida [MWh]	106,3

Tabla 4.12: Parámetros del recurso undimotriz para el punto de mayor potencia. *Hs*: altura de ola significativa; *Tp*: período peak; λ : longitud de onda; y *P*, potencia.

consumo estimado en la isla para el año 2018 (924 MWh).

4.5. Dimensionamiento y propuesta final

Los resultados del análisis de la energía undimotriz muestran que se cuenta con un alto potencial, que para la zona evaluada supera los 40 kW/m. Con diez equipos del tipo Ceto, se podría suplir por ejemplo el 50 % del mes que tiene la combinación más desfavorable de generación-consumo (en este caso diciembre según figura 4.14). Si bien estos resultados son prometedores, no se puede dejar de lado que actualmente las tecnologías para el aprovechamiento de esta energía no han alcanzado una madurez suficiente. Por este motivo, la energía undimotriz no se usará para la configuración final del sistema.

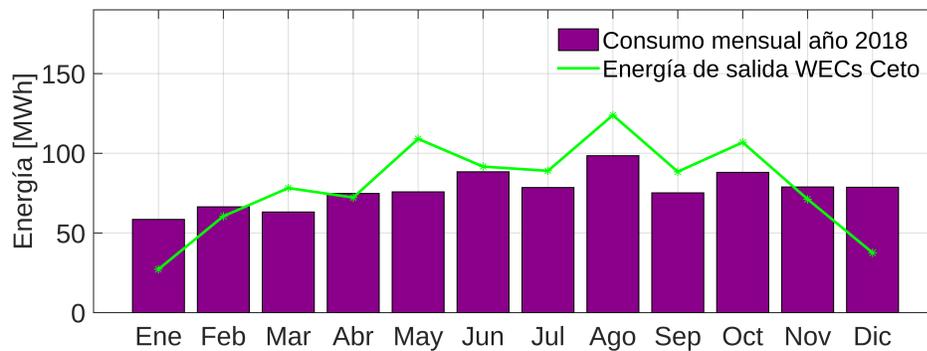


Figura 4.14: Ciclo anual de energía generada por diez WECs Ceto (línea verde), versus el consumo estimado para el año 2018 (barras moradas). Ambos en MWh

La propuesta final para un nuevo sistema eléctrico con menor uso de combustibles fósiles consistirá en un sistema híbrido formado por energía solar, energía eólica y un sistema de respaldo a base de diésel. Debido a que la energía eólica tiene mayor variabilidad temporal, se dejó al recurso solar como una fuente fija que suministrará energía durante las horas de luz. El resto del tiempo deberá

funcionar en conjunto la energía eólica y el sistema de respaldo. Con este método sencillo se verá reducido considerablemente el uso de diésel.

Para realizar el dimensionamiento del recurso solar se buscó un equilibrio entre una cantidad que cubriera gran parte de la demanda durante las horas de luz del peor mes (mes con mayor carga y menor producción), pero que también no generase tanta energía excedente en los meses de verano. En este caso el peor mes se trata de junio, con un consumo estimado para el año 2018 de 88 MWh. Considerando 2.000 paneles Jinko Solar de 300 W se observa en el ciclo diario para este mes (figura 4.15) que solo entre las 10 y las 14 horas aproximadamente los paneles podrían suplir completamente la demanda. También se aprecia que durante estas hora la energía generada es mayor que la requerida, por lo tanto un sistema de almacenamiento sería útil para que esta energía fuese utilizada durante las horas sin luz o en caso de emergencia (por mayor nubosidad o consumo por ejemplo).

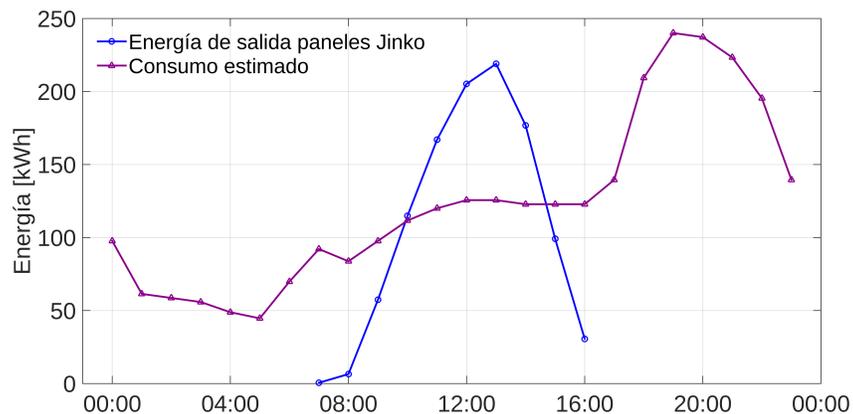


Figura 4.15: Ciclo diario de energía generada por los paneles solares (curva azul), versus la carga diaria en la isla estimada para el 2018 (curva violeta), calculados para el mes de menor generación (junio).

Para el recurso eólico, mayo es el único mes que la carga en la isla es mayor que la generación de energía (75,78 versus 68,28 MWh). Por este motivo, una

única turbina Enercon E-53 de 800 kW de potencia será usada para la propuesta final. El ciclo diario de la energía eólica versus la carga para junio (figura 4.16) muestra que desde la madrugada hasta las 17 horas el recurso renovable podría satisfacer completamente la demanda, mientras que entre las 17 y las 00 horas necesitaría del aporte del sistema de respaldo.

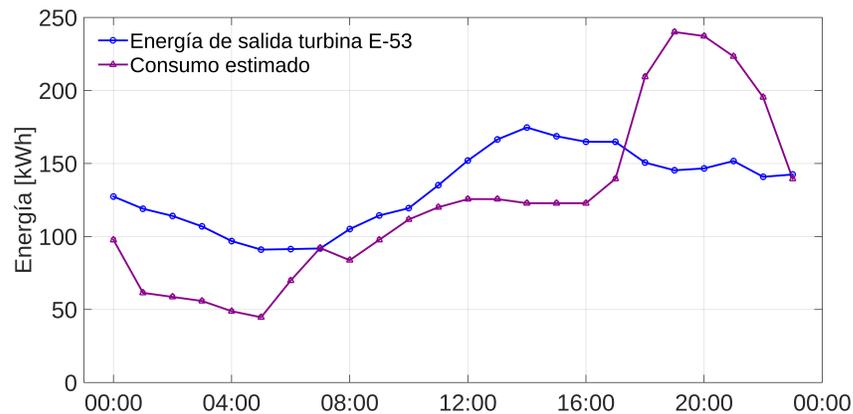


Figura 4.16: Ciclo diario de la energía de salida de la turbina Enercon E-53 versus el ciclo diario de consumo en la isla estimado para junio del 2018.

Con esta información el diseño del sistema eléctrico quedará determinado de la siguiente manera: las horas del día en que los 2.000 paneles Jinko suministren energía al sistema variará mensualmente según la disponibilidad del recurso solar. Así por ejemplo durante los meses de verano lo hará entre las 7 y 17 horas y en junio entre las 10 y las 14 horas. El resto del día funcionará en base al recurso eólica y al diésel. El aporte total de las energías renovables durante un día de junio se puede ver en la figura 4.17. Según esto, solo entre las 18 y las 22 horas se necesitaría el uso del diésel (sin considerar por supuesto, momentos de alto consumo o poca disponibilidad del recurso renovable, donde también sería necesario). El ciclo anual para esta configuración se muestra en la figura 4.18, donde la línea amarilla indica el aporte mensual de la energía solar, y la línea verde la suma de ambas fuentes renovables. Así, el aporte total de las energías

renovables al sistema híbrido será de 89,75 %, con lo que se evitaría el uso de 251.510 litros de diésel, osea se ahorrarían 251 m³ por año.

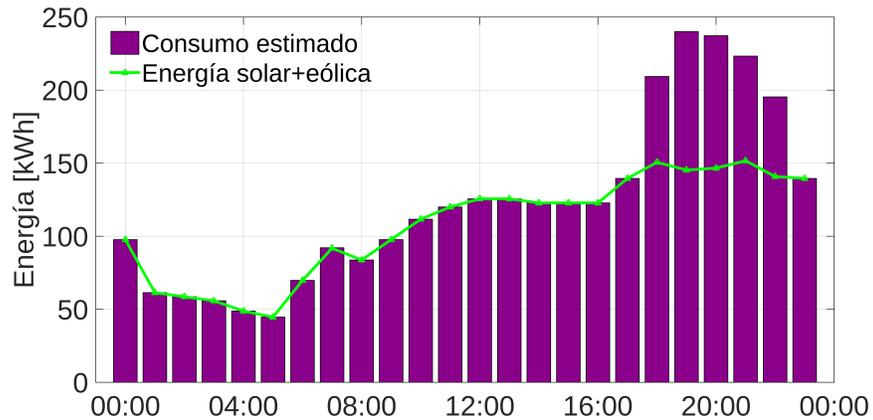


Figura 4.17: Ciclo diario de energía generada por recursos renovables según configuración del sistema híbrido (línea verde), versus la carga diaria (barras moradas). Ambos casos son para el mes de junio.

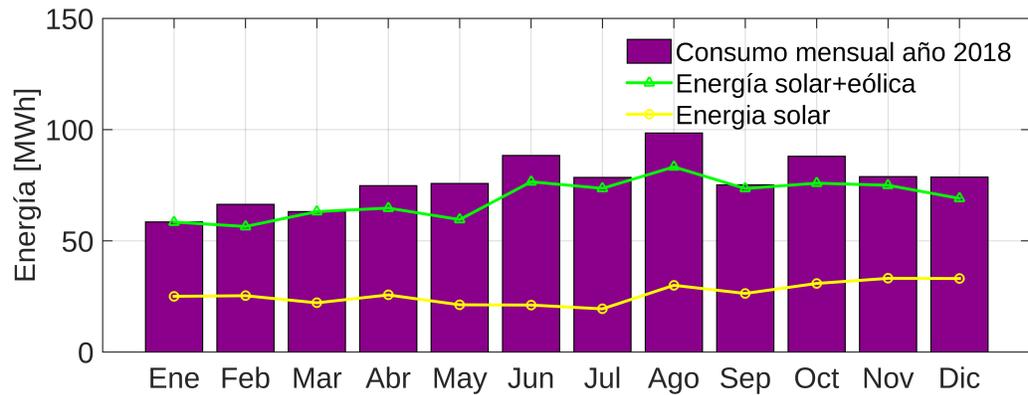


Figura 4.18: Ciclo anual de energía generada por recursos renovables según configuración del sistema híbrido (línea amarilla: aporte de energía solar; línea verde: aporte de energía solar más eólica). Las barras moradas indican el ciclo anual de consumo de la isla en MWh.

Capítulo 5

Conclusiones y Discusión

Las islas frecuentemente se deben abastecer de combustibles fósiles para la generación eléctrica debido a su lejanía y aislamiento. Esto las deja en un estado de vulnerabilidad al depender de combustibles de altos costos y con alta inestabilidad en sus precios. Además, y no menos importante, es conocida la problemática ambiental de estos recursos no renovables y altamente contaminantes.

Las energías renovables no convencionales (ERNCS) pueden ser una buena solución para que las islas logren autoabastecerse eléctricamente. Sin embargo, la intermitencia de estos recursos obliga a diseñar un sistema que funcione de manera eficiente, para que cuando no haya suficiente energía renovable para satisfacer la demanda de la comunidad, ésta se pueda suplir de manera rápida, ya sea mediante un sistema de almacenamiento o un sistema de respaldo (otras energías renovables o combustibles fósiles).

La Isla Santa María ha debido enfrentar las consecuencias de un sistema en base a diésel, y a la fecha no se ha presentado una solución definitiva además de un subsidio estatal que rebaja los costos de la electricidad a los clientes. Por este motivo, en este trabajo se estudió el potencial disponible en la isla para las energías solar, eólica y undimotriz. Además, se calculó la energía que generarían convertidores representativos de cada energía y acorde a las necesidades y

características de la isla.

Para llevar a cabo este estudio, se estimó el consumo actual (año 2018) de la isla a partir de registros de consumo eléctrico del año 2015. Se usó una tasa de crecimiento de 8 % anual para representar el explosivo aumento en el consumo que indicaban los registros de años anteriores. Por otro lado, se construyó una curva de carga diaria usando de referencia la de Santiago.

La energía undimotriz se ve como una energía prometedora, especialmente en Chile que está catalogado como el tercero con mejor potencial en el mundo [56]. La estimación del recurso para la isla se realizó usando resultados de simulaciones en WW3, las que arrojaron una alta potencia de 40 kW/m. La energía anual generada por el WEC Ceto sería de 106,3 MWh. Con diez de estos equipos se podría satisfacer el 50 % del consumo del peor mes. Si bien estos resultados son alentadores, es imposible no considerar que estas tecnologías aún no logran un estado de madurez, por lo que no se hace aconsejable apostar por este tipo de tecnologías aún.

Los resultados de intensidad de viento obtenidos a 50 metros son bajos (5m/s). Esto no significa que no sean aptos para la generación eólica, pues en la actualidad la industria está diversificando su mercado apuntando a zonas calificadas como de viento débil, lo que implica, torres más altas y diámetros de rotor mayores.

La turbina eólica escogida, Enercon E-53, fue fabricada para vientos promedio de 7,72 m/s, o sea, para los rangos más bajos según la clasificación de la IEC. Aún así, los vientos registrados en la isla son menores, lo cual se ve reflejado en que solo un 0,9 % del tiempo se alcanza la intensidad nominal de la turbina en la isla. Por lo tanto, es un equipo sobrestimado para nuestra zona de estudio, pero que entregó resultados finales favorables. La producción de una única turbina es mayor a la demanda estimada para el año 2018 durante todos los meses, excepto en mayo.

La radiación solar horizontal diaria sobre la isla presentó valores medios de 5,1 kWh/m². Para la captación de la energía solar se usó el panel Jinko de 300 Wp de potencia, con un inclinación de 52°. Con éste se generarían 429,5 kWh de energía al año.

La propuesta final para un nuevo sistema eléctrico con menor uso de combustible fósil consistió en un sistema híbrido de energía solar, eólica y diésel. Durante el día la energía solar será el principal proveedor. Las horas de suministro que entregue variarán durante el año según la disponibilidad del recurso. Así por ejemplo durante los meses de verano lo hará entre las 7 y las 17 horas, y en junio entre las 10 y las 14 horas. El resto del día funcionará en base al recurso eólico y al diésel. Con esta configuración el aporte total de las energías renovables al sistema híbrido alcanzaría un 89,75 %, lo que evitaría el uso de 251.510 litros de diésel.

5.1. Discusión

La propuesta que aquí se entrega es una versión simplificada de la realidad, que considera como únicas variables el potencial de las energías renovables y la carga estimada de la isla. Está de más decir que son necesarios una serie de rigurosos análisis para diseñar un sistema eléctrico real, entre ellos, la aplicación de factores de pérdida propias de las instalaciones eléctricas. Además, el consumo para el año 2018 fue una estimación sencilla, la cual necesita de los registros de consumo eléctrico de los últimos años para ser validada y reevaluada. Lo mismo con la curva de carga diaria. Si bien se mostró que comunidades con estilos de vida tan distinta, como lo son Santiago y Bangladesh, tienen una curva muy similar, conocer el detalle del consumo eléctrico horario es vital para diseñar un sistema eléctrico eficiente.

A pesar de todo lo recién expuesto, la propuesta final entregada en esta tesis

es funcional. El área que ocuparían los 2.000 paneles Jinko sería alrededor de 3.200 m² (0.3 ha)¹. Con la baja densidad poblacional de la isla y las grandes áreas dedicadas a la agricultura y ganadería, no sería difícil encontrar un lugar apto para desarrollar este proyecto. Con respecto a la energía eólica, se trataría de una única turbina que tendría una altura de 50 metros, por lo que el impacto dentro de la comunidad tampoco debería ser importante.

Si bien, lo que se buscaba en esta tesis era evaluar el potencial de los recursos renovables para proveer de energía eléctrica a la Isla Santa María, hoy en día, tanto la política energética global como la chilena apuntan a la interconexión internacional de los sistemas eléctricos, como una forma de generar mayor seguridad eléctrica a los consumidores. Es así, como a largo plazo es posible que se instale un cable submarino que conecte la isla con el continente que permitirá no sólo satisfacer de buena forma las necesidades eléctricas de la población, si no que también, aprovechar a nivel nacional los recursos renovables con los que cuenta la isla. De todas formas, casos como el de la isla Mocha, que el 2015 se convirtió en la primera isla en autoabastecerse energéticamente en Chile explotando el gas natural del lugar, podrían ser replicables en otras islas.

¹Si se trata de terrenos sin inclinación, se deberá también considerar la separación entre los paneles para que no se hagan sombra entre ellos.

Capítulo 6

Anexo

Tipo de terreno	Longitud de Rugosidad [m]
Superficie del agua	0,0002
Suelos completamente abiertos con superficie lisa (pistas de aterrizaje en los aeropuertos, pastizales cortados, etc.)	0,0024
Áreas de cultivo abierto sin cercas ni setos vivos, y construcciones muy dispersas. Solo colinas suaves.	0,03
Tierras agrícolas con algunas casas y setos vivos de 8 m dentro de 1250 m de distancia.	0,055
Tierras agrícolas con algunas casas y setos vivos de 8 m dentro de 1250 m de distancia.	0,1
Tierras agrícolas con muchas casas y arbustos, o con setos vivos de 8 m dentro de 250 m de distancia.	0,2
Pueblos pequeños, tierras de cultivo con muchos o altos setos vivos, áreas de bosque y terreno muy accidentado e irregular.	0,4
Grandes ciudades con algunos edificios de gran altura.	0,8
Ciudades muy grandes con algunos edificios y rascacielos.	1,6

Tabla 6.1: Longitudes de rugosidad (adaptado de *Bañuelos et al., 2011* [21])

Exponente de Hellman

Ley exponencial [21]	$\alpha = [\ln(v_2/v_1)]/[\ln(z_2/z_1)]$
Ley exponencial 1/7 ([20], [19], [21])	$\alpha = 1/7$
Spera y Richards (1979) [20]	$\alpha = (z_0/z_1)^{0,2}[1 - 0,55 \log(v_1)]$
Smedman-Hogstrom y Hogstrom (1978) [20]	$\alpha = c_0 + c_1 \log(z_0) + c_2(\log(z_0))^2$, con c_0 , c_1 y c_2 coeficientes de estabilidad
Counihan (1975), para condiciones adiabáticas ([20], [19])	$\alpha = 0,096 \log(z_0) + 0,016(\log(z_0))^2 + 0,24$
Justus (1976), para velocidades de referencia v_1 a 10m [19]	$\alpha = (0,37 - 0,088 \log(v_1))/(1 - 0,088 \log(z_1/10))$

Tabla 6.2: Métodos para la estimación del Exponente de Hellman o coeficiente de fricción α .

Sistema de distribución eléctrica Isla Santa María (2015)	
Clientes conectados	525 usuarios: 496 residenciales, 29 no residenciales (3000 habitantes).
Administración	Administración privada mediante Acuerdo Tarifario entre el Alcalde de Coronel y Frontel, con fecha 1 de sep. de 1998, y se ha renovado cada 4 años hasta la fecha.
Generación total año 2015	877,9 MWh (11.3% más que el año 2014).
Consumo total año 2015	734,1 MW (14,9% más que el año 2014).
Consumo residencial promedio año 2015	80 kW/mes
Energía subsidiada	100 kWh/mes a una tarifa promedio de 139,695 \$/kWh. Si excede el límite, la tarifa promedio es 315,49 \$/kW.
Subsidio (sin IVA)	Tarifa S. Aislado: 315,49 kWh. Tarifa Subsidio: 150.53 kWh.
Sistema de generación utilizado	Central con tres unidades diésel de 220 kW, 200kW y 120 kW, con una potencia instalada de 540 kW.
Cantidad de combustible usado	266.250 litros de diésel durante el 2015.
Sistema de distribución	Red MT: 15 km (línea MT trifásica).
Subestaciones eléctricas	Red BT: 19,6 km; cantidad: 20; potencia: 511 kVA; troncal en 13,2 kV.

Tabla 6.3: Descripción del sistema eléctrico de la Isla Santa María para el año 2015 entregado por la SEREMI de Energía de la región del Biobío.

Actividad Económica	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul
Alumbrado público	7,01	7,29	9,17	10,92	10,49	11,84	8,95
Comercial	1,63	2,07	2,24	2,23	1,85	1,95	1,02
Industrial	0,16	0,19	0,19	0,18	0,19	0,16	0,15
Municipal	3,03	3,20	2,73	4,98	6,02	5,73	5,22
Residencial	22,8	26,5	23,1	25,8	26,3	32,6	31,0
Otro	0,00	0,06	-	0,13	0,06	0,07	0,09
Total	34,66	39,30	37,37	44,27	44,85	52,30	46,46

Actividad Económica	ago	sep	oct	nov	dic	Total
Alumbrado público	15,17	9,84	14,96	12,16	11,57	129,37
Comercial	2,74	1,96	2,26	2,21	2,52	24,68
Industrial	0,16	0,16	0,18	0,20	0,18	2,09
Municipal	6,76	4,11	5,29	4,76	3,76	55,75
Residencial	33,4	28,35	29,30	27,28	28,46	334,79
Otro	0,09	0,07	0,11	0,07	0,08	0,82
Total	58,28	44,49	52,10	46,68	46,56	547,31

Tabla 6.4: Registro mensual y por tipo de cliente del consumo [MWh] para el año 2011 en la Isla Santa María [?].

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
59	66	63	75	76	88	79	98	75	88	79	79

Tabla 6.5: Consumo eléctrico mensual (MWh) de la Isla Santa María estimado para el año 2018.

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
AM	84	52	50	48	42	38	60	79	72	84	96	103
PM	108	108	105	105	120	180	206	204	192	168	120	84

Tabla 6.6: Ciclo diario de carga (kW) de la Isla Santa María estimado para el año 2018.

Hs(m)\Tp(s)	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
7	-	-	-	260	209	183	157	114	103	82	62	51	42
6,5	-	-	-	244	209	175	151	113	95	76	55	44	39
6	-	-	-	216	197	153	127	88	78	65	46	40	39
5,5	-	-	-	201	164	133	89	79	66	54	41	35	28
5	-	-	156	174	139	116	83	63	59	45	38	25	22
4,5	-	-	147	146	107	93	74	61	48	37	33	26	21
4	-	-	119	121	97	69	58	47	38	31	27	21	16
3,5	-	-	97	86	71	62	46	33	29	23	20	15	13
3	-	65	75	68	56	46	36	26	23	18	15	10	10
2,5	-	48	54	47	41	33	26	20	17	14	10	9	8
2	13	32	38	32	25	23	17	13	11	9	7	7	5
1,5	12	19	22	20	15	13	10	8	6	6	4	3	3
1	5	9	9	10	7	6	5	4	3	3	2	2	1

Tabla 6.7: Matriz de potencia del convertidor undimotriz Ceto.

Bibliografía

- [1] OECD/IEA. Global Energy & CO2 Status Report. *Global Energy & CO2 Status Report*, (March):1–15, 2018.
- [2] Yonghong Kuang, Yongjun Zhang, Bin Zhou, Canbing Li, Yijia Cao, Lijuan Li, and Long Zeng. A review of renewable energy utilization in islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59:504–513, 2016.
- [3] Fundación Mar de Chile. Extracto del artículo "Territorio Insular Chileno. Tipología, superficie y número de unidades", publicado en BOLETIN INFORMATIVO, III Trimestre 1983. Instituto Geográfico Militar. <http://mardechile.cl/wordpress/> (último acceso en junio de 2018).
- [4] Sapisa. Suministro eléctrico en Isla de Pascua. <http://www.sasipa.cl/sasipa1/estado-del-suministro/> (último acceso en julio de 2018).
- [5] ENAP. Sistema de generación eléctrica en Isla Mocha. <https://www.enap.cl/> (último acceso en julio de 2018).
- [6] Fiona Bénard-Sora and Jean Philippe Praene. Territorial analysis of energy consumption of a small remote island: Proposal for classification and highlighting consumption profiles. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59:636–648, 2016.

- [7] Gilles Notton. Importance of islands in renewable energy production and storage: The situation of the French islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47:260–269, 2015.
- [8] Miguel Centeno Brito, Killian Lobato, Pedro Nunes, and Filipe Serra. Sustainable energy systems in an imaginary island. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 37:229–242, 2014.
- [9] Comisión Nacional de Energía. Anuario Estadístico de Energía 2017, 2018.
- [10] Ministerio de Energía. Energía 2050. Política Energetica De Chile, 2014.
- [11] Revista Electricidad. <http://www.revistaei.cl/2007/10/11/chile-cable-submarino-proveera-de-electricidad-a-isla-santa-maria/#> (último acceso en julio de 2018).
- [12] REN21. Renewables 2018 global status report. Technical report, 2018.
- [13] Gilbert M. Masters. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. 2004.
- [14] M. A. Basunia, H. Yoshiob, and T. Abec. Simulation of solar radiation incident on horizontal and inclined surfaces. *Journal of Engineering Research*, 9(2):27–35, 2012.
- [15] REN21. Renewables 2016 global status report 2016. Technical report, 2016.
- [16] Global Wind Energy Council. Global Wind Statistics 2017. Technical report, Global Wind Energy Council, 2018.
- [17] Universidad de Talca. Turbinas para Generación de Energía Eólica y Tecnologías Emergentes. Technical report, Universidad de Talca, 2016.
- [18] Juan Inzunza. Circulación de la atmósfera. In *Meteorología Descriptiva*, chapter 8. 2001.

- [19] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers. *Wind Energy Explained*. Wiley, second edition, 2009.
- [20] Giovanni Gualtieri and Sauro Secci. Comparing methods to calculate atmospheric stability-dependent wind speed profiles: A case study on coastal location. *Renewable Energy*, 36(8):2189–2204, 2011.
- [21] Francisco Bañuelos-Ruedas, César Angeles-Camacho, and Sebastián Ríos-Marcuello. Methodologies Used in the Extrapolation of Wind Speed Data at Different Heights and Its Impact in the Wind Energy Resource Assessment in a Region. In Gastón O. Suvire, editor, *Wind Farm - Technical Regulations, Potential Estimation and Siting Assessment*, volume 6, chapter 4, pages 111–133. InTech, 2011.
- [22] Nawal Cheggaga. A new artificial neural network–power law model for vertical wind speed extrapolation for improving wind resource assessment. *Wind Engineering*, (1):1–13, 2017.
- [23] A. Allouhi, O. Zamzoum, M. R. Islam, R. Saidur, T. Kousksou, A. Jamil, and A. Derouich. Evaluation of wind energy potential in Morocco’s coastal regions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72(November 2016):311–324, 2017.
- [24] John Twidell and Tony Weir. *Renewable energy Resources*. 2006.
- [25] Iraide López, Jon Andreu, Salvador Ceballos, Iñigo Martínez De Alegría, and Iñigo Kortabarria. Review of wave energy technologies and the necessary power-equipment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 27:413–434, 2013.
- [26] A. Babarit. A database of capture width ratio of wave energy converters. *Renewable Energy*, 80:610–628, 2015.

- [27] Dornis Mediavilla. *Energía undimotriz en Chile continental: zonas de generación del oleaje y predictibilidad*. 2016.
- [28] Jeremiah Pastor and Yucheng Liu. Wave Energy Resource Analysis for Use in Wave Energy Conversion. *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, 137(1):011903, 2014.
- [29] Egidijus Kasiulis, Petras Punys, and Jens Peter Kofoed. Assessment of theoretical near-shore wave power potential along the Lithuanian coast of the Baltic Sea. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41:134–142, 2015.
- [30] Eugen Rusu and C. Guedes Soares. Wave energy pattern around the Madeira Islands. *Energy*, 45(1):771–785, 2012.
- [31] Ocean Energy Systems. Annual report: An overview of Ocean Energy activities in 2017. Technical report, 2017.
- [32] Cayetano Espejo Marín, Ramón García Marín, and Ana Eulalia Aparicio Guerrero. El resurgimiento de la energía minihidráulica en España y su situación actual. *Revista de Geografía Norte Grande*, 143(67):115–143, 2017.
- [33] Cifes. Energía minihidro, <http://cifis.gob.cl/energias-sustentables/> (último acceso julio 2018).
- [34] Garrad Hassan. Preliminary Site Selection - Chilean Marine Energy Resources. Technical Report B, 2009.
- [35] Departamento de Geofísica Universidad de Chile. “Energía Mareomotriz” Convenio de Colaboración y Transferencia de Recursos entre la Subsecretaría de Energía y la Universidad de Chile. 2014.
- [36] Diego Aravena and Alfredo Lahsen. A geothermal favorability map of Chile, preliminary results. *GRC Transactions*, 37:1–4, 2013.

- [37] Julius Jara-Muñoz and Daniel Melnick. Unraveling sea-level variations and tectonic uplift in wave-built marine terraces, Santa María Island, Chile. *Quaternary Research (United States)*, 83(1):216–228, 2015.
- [38] Daniel Melnick, Bodo Bookhagen, Helmut P. Echtler, and Manfred R. Strecker. Coastal deformation and great subduction earthquakes, Isla Santa María, Chile (37°S). *Bulletin of the Geological Society of America*, 118(11-12):1463–1480, 2006.
- [39] Gobierno Regional Región del Biobío. Resolución exenta N°1030: Aprueba pago de subsidio para la operación de sistema de autogeneración de energía en Isla Santa María, comuna de Coronel, 2012.
- [40] Mercados Energéticos Consultores. Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo plazo. Informe Final – Resumen ejecutivo. Technical report, Mercados Energéticos Consultores, 2014.
- [41] BK K. Bala and Saiful Azam Siddique. Optimal design of a PV-diesel hybrid system for electrification of an isolated island-Sandwip in Bangladesh using genetic algorithm. *Energy for Sustainable Development*, 13(3):137–142, 2009.
- [42] Cristobal Celedón and Israel Cortez. Proyecto de investigación: "¿Es suficiente la actual legislación sobre Net Metering para incentivar la generación distribuida en Chile?" <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno13/netmet/NET%20METERING.htm> (último acceso junio de 2018).
- [43] Ministerio de Energía. Campaña de medición del recurso eólico y solar <http://walker.dgf.uchile.cl/Mediciones/> (último acceso junio de 2018).
- [44] Oscar Pizarro A., Samuel Hormazabal F., Antonio Gonzalez C., and Eleuterio

- Yañez R. Variabilidad del viento, nivel del mar y temperatura en la costa norte de Chile. *Investigaciones marinas*, 22:85–101, 1994.
- [45] Ministerio de Energía. Explorador Solar, <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/> (último acceso junio de 2018).
- [46] Ministerio de Energía. Explorador Eólico, <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/> (último acceso junio de 2018).
- [47] D. G. Mediavilla and H. H. Sepúlveda. Nearshore assessment of wave energy resources in central Chile (2009-2010). *Renewable Energy*, 90:136–144, 2016.
- [48] GlobWave. GlobWave Project (ESA) <http://globwave.ifremer.fr/> (último acceso julio 2018).
- [49] SatOC. GlobWave - Satellite Wave Data Quality Report. Technical report, GlobWave, 2010.
- [50] D. S. (Department of Earth Wilks and Atmospheric Sciences Cornell University). *Statistical Methods in the Atmospheric Sciences*, volume 14. 2006.
- [51] Pierre Queffeuou. Long-Term Validation of Wave Height Measurements from Altimeters. *Marine Geodesy*, 27(3-4):495–510, 2004.
- [52] Wind-Turbine-Models. Base de datos de turbinas eólicas, <https://en.wind-turbine-models.com/> (último acceso en junio de 2018).
- [53] BloombergNEF. Ránking de turbinas eólicas, <https://about.bnef.com/>, (último acceso en julio 2018).
- [54] Carnegie Clean Energy. WEC Ceto, <https://www.carnegiece.com/> (último acceso julio 2018).

- [55] A. Babarit, J. Hals, M. J. Muliawan, A. Kurniawan, T. Moan, and J. Krokstad. Numerical benchmarking study of a selection of wave energy converters. *Renewable Energy*, 41:44–63, 2012.
- [56] Kester Gunn and Clym Stock-Williams. Quantifying the global wave power resource. *Renewable Energy*, 44:296–304, 2012.