



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

EVALUACIÓN DEL IMPACTO TECNO- ECONÓMICO DE EL NIÑO-OSCILACIÓN DEL SUR EN EL RECURSO EÓLICO DE CHILE

PABLO IGNACIO ADOLFO DURÁN FLORES

Tesis para optar al grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
DAVID WATTS CASIMIS

Santiago de Chile, (Enero, 2016)

© 2016, Pablo Ignacio Adolfo Durán Flores



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

EVALUACIÓN DEL IMPACTO TECNO- ECONÓMICO DE EL NIÑO-OSCILACIÓN DEL SUR EN EL RECURSO EÓLICO DE CHILE

PABLO IGNACIO ADOLFO DURÁN FLORES

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

DAVID WATTS CASIMIS

BONIFACIO FERNÁNDEZ LARRAÑAGA

CARLOS FINAT DÍAZ

FRANCO PEDRESCHI PLASENCIA

Para completar las exigencias del grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería
Santiago de Chile, (Enero, 2016)

A mis padres Pablo y Maribel, y a mi pareja Cecilie, quienes me apoyaron en mi proceso universitario.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a toda mi familia, especialmente a mis padres Pablo y Maribel por todo su apoyo y sabiduría para guiarme en este proceso. También a mis abuelos Sergio y Ana, que estuvieron muy presentes en este último periodo de mi vida universitaria. Agradezco a mi pareja Cecilie, que siempre estuvo dispuesta y preocupada para ayudarme en mi trabajo, otorgándome observaciones y consejos plasmados en esta investigación.

Me gustaría agradecer a mi profesor supervisor David quien me asesoró en muchas de las decisiones relacionadas con mi formación profesional, y que me brindó la guía necesaria para la conducción de la tesis.

También quiero agradecer a mis amigos y compañeros de postgrado: Camilo, Constantin, Cristian, Danilo, Guillermo, Javiera, Marysol, Nicolás, Pierre, Paul, Rodrigo, Samuel y Sebastián. Gracias por todos los momentos de distensión, así como de discusión de las temáticas relacionadas con este trabajo, que me permitieron su comprensión y desarrollo.

Por último agradezco a todo el cuerpo de secretarias y auxiliares, tanto de posgrado como de eléctrica, quienes tuvieron la mejor de las disposiciones durante todo mi paso por la universidad.

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
INDICE DE TABLAS	vii
INDICE DE FIGURAS.....	viii
RESUMEN.....	xi
ABSTRACT	xii
1. Introduccion.....	1
1.1 El Niño-Oscilación del Sur (ENOS)	2
1.2 Variabilidad eólica y características tecno-económicas del recurso eólico Chileno	4
1.3 Relación entre ENOS y la variabilidad interanual eólica.....	7
1.4 Estructura general de la tesis.....	12
2. Metodología de descomposición de la anomalía de la velocidad del viento con CSEOF.....	13
2.1 Descomposición de la velocidad del viento en Funciones Empíricas Ortogonales Ciclo-estacionarias.....	15
2.2 Análisis de regresión e identificación de El Niño-Oscilación del Sur	17

3.	Caracterización temporal del MAC y ENOS en Chile	20
3.1	Sitios analizados y datos del recurso eólico	20
3.2	Evolución temporal de la variación interanual (MAC) del recurso eólico en Chile	22
3.3	Evolución temporal del efecto de ENOS en el recurso eólico en Chile...	26
4.	Impacto de ENOS en la velocidad mensual media del viento y en la producción eólica.....	31
<p>Todos los resultados presentados en este capítulo están en detalle en el Índice de Anexos</p> <p>32</p>		
4.1	Impacto de ENOS en velocidad del viento en Chile.....	32
4.2	Metodología de cálculo de la producción de energía.....	34
4.3	Impacto de ENOS en la generación eólica en Chile	36
5.	Análisis económico del impacto de ENOS en los proyectos eólicos	44
5.1	Revisión de parámetros tecno-económicos de proyectos eólicos	44
5.1.1	Revisión de parámetros técnicos de proyectos eólicos.....	45
5.1.2	Revisión de Parámetros económicos de proyectos eólicos.....	45
5.1.3	Método para la valoración de los proyectos eólicos	49
5.2	Impacto de ENOS en la valoración de los proyectos eólicos en Chile	50
6.	Conclusiones.....	58
6.1	Análisis espacio temporal del efecto global de El Niño y La Niña en el recurso eólico Chileno	59

6.2 Importancia de El Niño-Oscilación del Sur en la predicción de corto a largo plazo del recurso eólico.....	63
BIBLIOGRAFIA.....	67
A N E X O S.....	75
Indice de Anexos.....	76
Anexo A: Tablas de resultados.....	77
A.1 Efecto del ENOS en la velocidad del viento.....	77
A.2 Efecto del ENOS en la producción eólica.....	83
A.3 Efecto del ENOS en el valor de los proyectos eólicos.....	88
A.4 Loading Vector construido del ENOS	94
Anexo B: Revisión bibliográfica de parámetros económicos	95
B.1 Horizonte de evaluación, impuestos, depreciación y valor residual	95
B.2 Costo de Inversión.....	96
B.3 Costos de Operación, Mantenimiento y Administración	99
Anexo C: Variabilidad explicada por ENOS	101
C.1 Importancia de ENOS respecto a otras oscilaciones.....	101
C.2 Importancia de ENOS respecto a las irregularidades del viento.....	105

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2-1. Bibliografía relacionada con el análisis EOF y CSEOF. Basado en (Hannachi et al. 2007).....	14
Tabla 3-1. Coordenadas y características de los sitios analizados: proyectos operativos y proyectos potenciales.	21
Tabla 3-2. Varianza descrita por el primer modo (modo MAC).....	23
Tabla 3-3. Zonas definidas según los perfiles de los Loading Vectors del MAC.....	24
Tabla 3-4. Coeficientes de correlación entre el MEI y, el segundo modo y el PCTS regresado.	27
Tabla 4-1. Frecuencia de los eventos de ENOS para cada mes durante el periodo registrado. Valores en porcentaje. Se destacan los meses sin eventos de ENOS.....	32
Tabla 0-1. Zonas definidas según el perfil del impacto de ENOS.	39
Tabla 0-2. Promedio de la velocidad mensual considerando solamente los meses sin eventos de ENOS para cada sitio.	42
Tabla 5-1. Parámetros Económicos y referencias.	48
Tabla 5-2. Factor de planta mensual correspondiente a las velocidades medias mensuales de la tabla 4-2.	50
Tabla 6-1. Meses más y menos sensibles a la influencia de ENOS.	63

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1-1. Impacto climático de El Niño en Latinoamérica. Chile esta destacado. Basado en (GRID-Arendal 2003).	2
Figura 1-2. Comparación del ONI y el MEI entre 1981 y 2013.	3
Figura 1-3. Capacidad eólica instalada al termino del 2014 (WWEA 2015).....	4
Figura 1-4. Proyectos eólicos instalados en Chile (azul) y áreas de potencial eólico no explotado (verde).....	5
Figura 1-5. Factor de planta acumulado de la cartera de proyectos eólicos en Chile (Santana et al. 2014).....	6
Figura 1-6. Efecto de distintos regímenes de viento en la generación eólica.	7
Figura 1-7. Variabilidad mensual de la velocidad del viento en el parque eólico Monte Redondo (Ministerio de Energía 2012). Velocidad mensual media y su tendencia de largo plazo (superior) y variabilidad entorno a la tendencia de largo plazo (inferior).....	8
Figura 1-8. Relación entre ENOS y la velocidad media del viento en el parque eólico Monte Redondo. Se muestra la para cada mes (superior) y para cada estación (inferior). Basado en los datos de (Ministerio de Energía 2012).....	11
Figura 2-1. PCTSs para el sitio de Canela. El PCTS que sobresale en azul corresponde al del modo 1 (MAC).	17
Figura 2-2. Diagrama de flujo del análisis CSEOF y de regresión.	19
Figura 3-1. Loading Vector y Principal Component Time Series del modo relacionado con el MAC (modo 1) para cada sitio.	25

Figura 3-2. Comparación entre el Multivariate ENOS Index (rojo) y el Principal Component Time Series regresado (negro) para cada sitio.....	28
Figura 3-3. Evolución anual de ENOS. Loading Vectors promediados mensualmente para cada mes en cada sitio (etiquetas) y el Multivariate ENOS Index (abajo).....	29
Figura 0-1. Ejemplo detallado del impacto de ENOS en la velocidad del viento en el sitio de Canela.	33
Figura 0-2. Curva de potencia mensual y horaria estimada para el modelo Vestas V90 en el sitio de Canela.	35
Figura 0-3. Efecto de ENOS en el recurso eólico Chileno. Impacto en la velocidad del viento (izquierda) y en la producción de energía (derecha).	38
Figura 0-4. Efecto promedio de ENOS en el recurso eólico Chileno en las zonas Loa – Calama (a), Taltal – IV región (b), V – VIII región (c) y XVI – X región (d). Al costado de cada perfil se muestra un mapa de la zona con los sitios (rojo), proyectos operativos (azul), proyectos no operativos (celeste) y zonas de potencial (verde).	40
Figura 5-1. Esquema de la metodología de evaluación económica (izquierda) y variación del valor de un proyecto en Canela por evento de ENOS (derecha).	51
Figura 5-2. Ejemplo detallado del impacto de ENOS en la valoración de un proyecto en el sitio Loa.....	52
Figura 5-3. Efecto de ENOS en el valor presente neto de los proyectos para diferentes años.....	54
Figura 5-4. Ejemplo del impacto de tres eventos de ENOS durante la vida útil del proyecto.	55

Figura 6-1. Efecto de ENOS en la producción de energía en las zonas con parques eólicos (azul) y potencial eólico (verde). La línea punteada indica las áreas geográficas influenciadas por ENOS según (National Weather Services 2015)..... 61

Figura 6-2. Frecuencia acumulada de proyectos según la variación absoluta de su valor económico. Se destaca el primer 40% menos sensible (a) y el 20% más sensible (b)..... 64

RESUMEN

Este trabajo evalúa el impacto de El Niño-Oscilación del Sur (ENOS) en la velocidad del viento, la producción energética, así como también su impacto en el valor de proyectos eólicos potenciales en diferentes sitios a lo largo de Chile. Se aplica el análisis de funciones empíricas ortogonales cicloestacionarias (CSEOF) para aislar la influencia de ENOS en la velocidad del viento y a partir de esto, la influencia en la producción de energía de los parques cercanos, potenciales y existentes, de los sitios analizados en Chile. Se detalla paso a paso la aplicación de la descomposición CSEOF, la cual permite mostrar la evolución temporal de ENOS y de la variabilidad interanual (Modulated Annual Cycle o MAC) como proceso físico. Para traducir la variabilidad en la velocidad del viento mensual en variabilidad de la producción de energía, se propone una curva de potencia mensual basada en la estadística de producción horaria, lo que permite calcular la producción mensual a partir de la media mensual de la velocidad del viento. Finalmente, una revisión de los parámetros tecno-económicos es hecha con el objetivo de modelar el impacto económico de la ocurrencia de un evento de ENOS en un determinado año de la vida de un proyecto. La principal contribución de este trabajo es demostrar que los eventos de La Niña y El Niño son un factor muy importante para la planificación del sistema, para la predicción del potencial eólico en algunas zonas del país y para la evaluación del riesgo en proyectos situados en esas zonas.

Palabras Claves: Evaluación Tecno-Económica, Energía eólica, El Niño-Oscilación del Sur, Recurso eólico, Análisis CSEOF, Chile, Ciclo Anual Modulado.

ABSTRACT

This work assesses the impact of the El Niño Southern Oscillation (ENSO) on the wind speed, energy production, as well as its impact on the value of potential wind projects at different sites across Chile. The study applies cyclostationary empirical orthogonal functions (CSEOF) analysis to isolate the ENSO influence in the wind speed, and therefore on the energy output of nearly all current and potential wind farms in Chile. The CSEOF decomposition is presented step by step in order to show the temporal evolution of ENSO and of the interannual variability (Modulated Annual Cycle or MAC) as a physical process. In order to transform wind speed variability into production variability, a monthly power curve is proposed, based on the hourly production statistic, which allows calculating the monthly production from the monthly wind speed. Finally, a review of techno-economical parameters is made to model the economic impact of the occurrence of an ENSO event at one specific year a project's lifetime. The main contribution of this research is to demonstrate that El Niño and La Niña events are very important factors for system planning, energy forecasting and risk assessment in some zones of the country.

Keywords: Techno-Economical Assessment, Wind power, El Niño Southern Oscillation, Wind resource, CSEOF Analysis, Chile, Modulated Annual Cycle.

1. INTRODUCCION

Los fenómenos de El Niño y La Niña son responsables de bruscos cambios en las precipitaciones y en la nubosidad de diversas zonas de Latinoamérica así como también en el sur de India, Oceanía, Estados Unidos y el sur de África. Estos fenómenos se corresponden a cambios en los patrones del tiempo atmosférico asociados a cambios en el viento, presión del aire, tormentas, etc. Uno de los fenómenos climáticos más importantes corresponde El Niño-Oscilación del Sur (ENOS), ya que permite predecir inundaciones o sequías en las costas del pacífico (National Weather Services 2015). Por otro lado las oscilaciones climáticas tienen importantes implicancias en la producción energética de proyectos hidráulicos, eólicos y solares de diversas regiones, siendo mayormente estudiado sus efectos en la energía hidráulica.

El estudio del efecto de ENOS en las energías renovables no convencionales es un desafío actual en la industria de la energía, donde se requiere cuantificar el efecto potencial principalmente en el recurso solar y eólico. El objetivo de esta investigación es cuantificar el efecto que tiene ENOS en el recurso eólico en Chile. La necesidad de conocer este efecto tiene su origen en ENOS como una de las principales fuentes de variabilidad en diversos recursos naturales, así como también de las características técnicas que presenta el recurso eólico en Chile. A continuación se introducirá esta oscilación océano-atmosférica y sus principales efectos. Adicionalmente, se describen las características del recurso eólico en Chile que establecen la importancia del estudio de fuentes de variabilidad del mismo.

1.1 El Niño-Oscilación del Sur (ENOS)

El Niño-Oscilación del Sur o ENOS (ENSO en inglés) es una oscilación océano-atmosférica natural, relacionada con variaciones de la temperatura media del océano. Estos cambios oceánicos generan diversos cambios atmosféricos, afectando principalmente los patrones de precipitaciones a una escala global, incluyendo Latinoamérica y el Caribe (Figura 1-1), India, Oceanía, Estados Unidos y África. ENOS corresponde a una oscilación no periódica teniendo episodios cada 2 a 7 años (National Weather Services 2015), al contrario de lo que ocurre con variaciones del clima conocidas, como por ejemplo las estaciones, las cuales ocurren cada 12 meses.

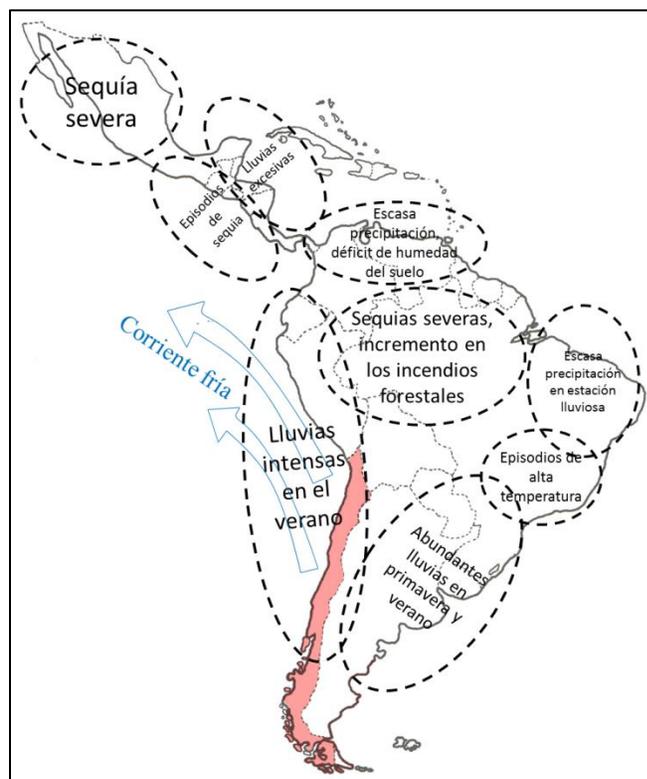


Figura 1-1. Impacto climático de El Niño en Latinoamérica. Chile está destacado. Basado en (GRID-Arendal 2003).

ENOS se compone de dos fases: una fase cálida llamada El Niño, y una fase fría llamada La Niña. Para establecer la fase en la que se encuentra ENOS se utiliza el *Oceanic Niño Index* (ONI) (National Weather Services 2015) el cual corresponde a variaciones de la temperatura del océano respecto a la temperatura promedio. Se utiliza este índice para clasificar los distintos eventos o episodios de ENOS según su intensidad, donde valores positivos corresponde a una fase de El Niño y valores negativos a La Niña. Otro índice para caracterizar ENOS corresponde al *Multivariate ENSO Index* (MEI) (National Weather Services 2015), el cual es mayormente utilizado en los estudios ya que describe de mejor manera esta oscilación. Esto se debe a que incorpora otras 5 variables además de la temperatura del océano: temperatura del aire, presión, velocidad del viento superficial y nubosidad. A pesar de estas diferencias el ONI y el MEI se correlacionan estrechamente (Figura 1-2).

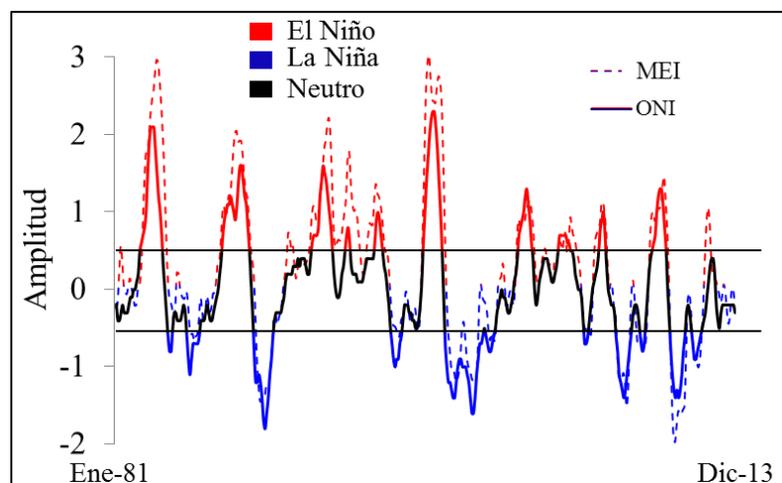


Figura 1-2. Comparación del ONI y el MEI entre 1981 y 2013.

ENOS, como oscilación climática, puede cambiar considerablemente las características estadísticas del recurso eólico durante la vida útil de un proyecto (Hamlington et al. 2015) lo que lo convierte en un factor relevante en la evaluación de un proyecto eólico. Esto es especialmente así en Chile dada las características técnicas que presentan los parques eólicos, según se discute a continuación.

1.2 Variabilidad eólica y características tecno-económicas del recurso eólico Chileno

Chile se ha consolidado como un polo de desarrollo de energía renovable en Latinoamérica, alcanzando en pocos años el primer lugar en instalación de parques solares (IEA 2015), y el segundo lugar de parques eólicos (Ver Figura 1-3). Además de los proyectos ya instalados, Chile presenta un tremendo potencial para proyectos futuros, el cual se presenta en la Figura 1-4.

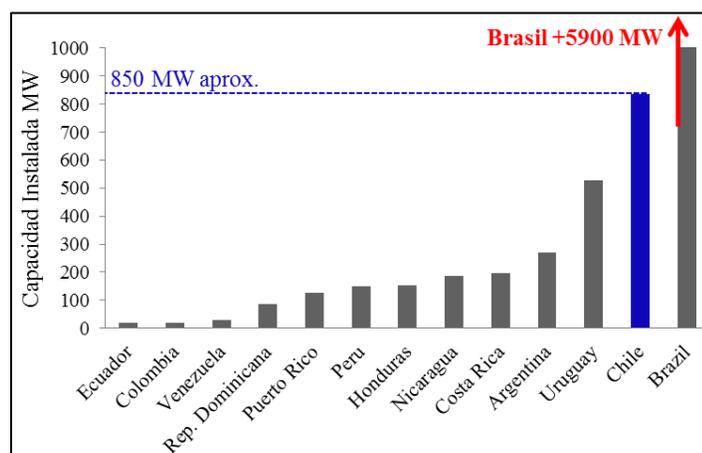


Figura 1-3. Capacidad eólica instalada al termino del 2014 (WWEA 2015).

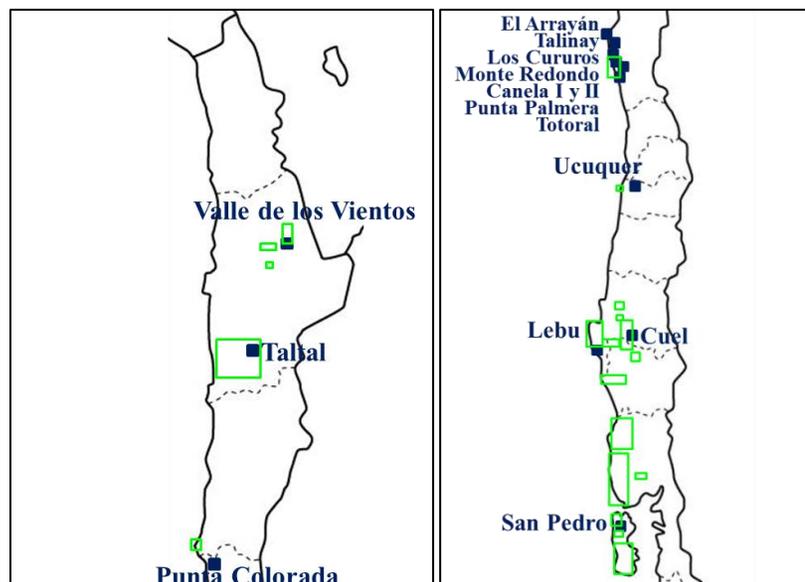


Figura 1-4. Proyectos eólicos instalados en Chile (azul) y áreas de potencial eólico no explotado (verde).

La penetración de proyectos eólicos al sistema eléctrico Chileno ha pasado de un 0,18% (20 MW) de la capacidad instalada nacional el año 2007 hasta un 4,63% (906 MW) a septiembre de 2015 (CNE 2015), alcanzando un 3,33% (1,465 TWh) de la producción energética nacional (CDEC SIC 2015; CDEC SING 2015). Sin embargo, los parques eólicos que se han instalado, así como los declarados en el Servicio de Evaluación de Impacto ambiental, presentan factores de planta bastante distintos a lo largo de Chile (Figura 1-5). De estos últimos, cerca de un 25% se encuentra en un punto crítico de factibilidad económica (con un factor de planta entre 25% y 30%), por lo cual, variaciones relativamente menores en el recurso pueden cambiar una decisión de inversión en un proyecto eólico.

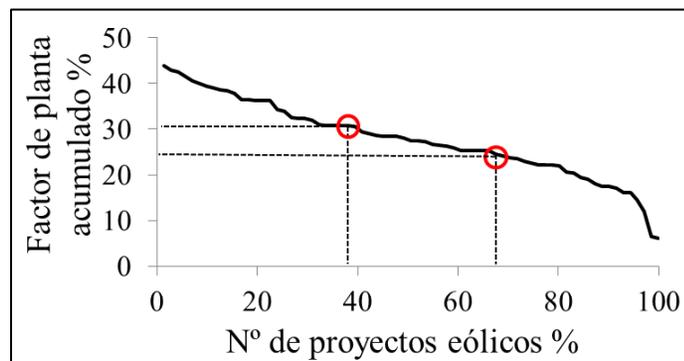


Figura 1-5. Factor de planta acumulado de la cartera de proyectos eólicos en Chile (Santana et al. 2014).

En estos sitios, cuya factibilidad económica es sensible a variaciones del recurso, se opera frecuentemente a los aerogeneradores (WTG) cerca de la velocidad de arranque o bajo la potencia nominal, por lo que una caída en el viento reduce la producción del WTG proporcionalmente más que en sitios de alto viento. En estos últimos sitios, el WTG opera frecuentemente cerca o sobre la velocidad nominal del aerogenerador y por ello la producción es más estable, tal como se presenta en la (Figura 1-6). Por lo tanto, determinar la relación entre la variabilidad y ENOS es de gran importancia especialmente en Chile, pues impactos reducidos de ENOS en el viento pueden traducirse en grandes impactos en la producción de los proyectos, afectando fuertemente sus indicadores económicos.

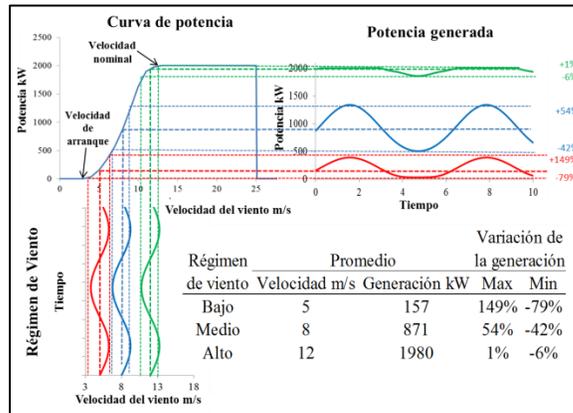


Figura 1-6. Efecto de distintos regímenes de viento en la generación eólica.

1.3 Relación entre ENOS y la variabilidad interanual eólica

Si bien, la estimación del potencial del recurso es fundamental para el desarrollo de nuevos proyectos eólicos, entender la variabilidad temporal del mismo puede ser tanto o más importante al evaluar los proyectos, especialmente para abordar temas relacionados con la predicción del recurso: operación de los proyectos, cobertura de contratos, exposición al precio spot, financiamiento, contratación de seguros, entre otros. Todos estos aspectos están relacionados con el riesgo asociado al proyecto, cuya principal fuente es la variabilidad del recurso eólico, además de las fluctuaciones de precios y fallas técnicas entre otros (Lackner et al. 2007).

La variabilidad de baja frecuencia (de meses a años) del recurso tiene directa relación con los flujos económicos del proyecto, y por lo tanto también la tiene con el riesgo económico. Esto implica que entender la variabilidad interanual del viento posibilita una evaluación precisa del riesgo de los proyectos eólicos e incluso disminuir la

incertidumbre sobre el recurso. Esta variabilidad es considerable (Figura 1-7), y es necesario comprender cuanta de esta corresponde a los ciclos anuales y a otras oscilaciones como El Niño.

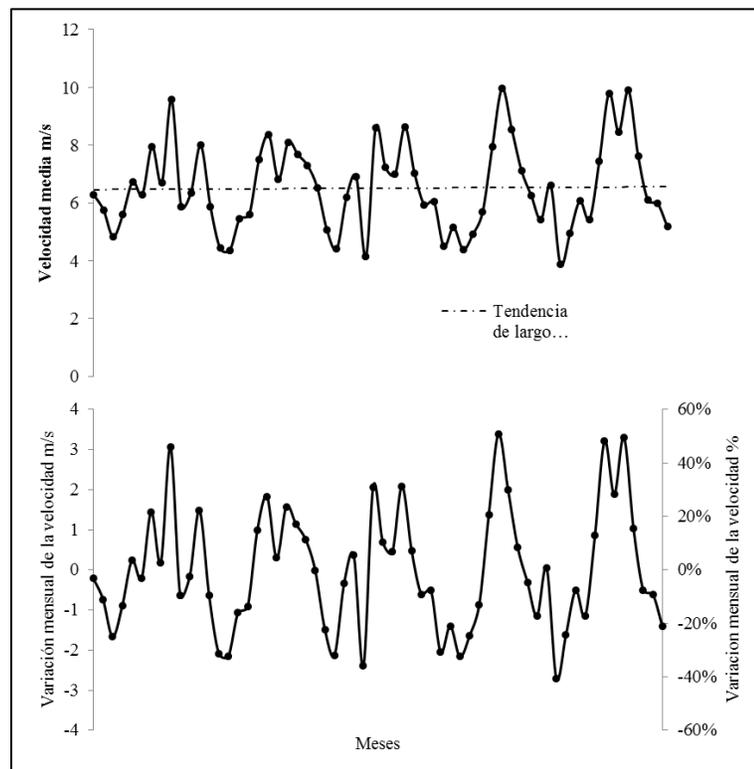


Figura 1-7. Variabilidad mensual de la velocidad del viento en el parque eólico Monte Redondo (Ministerio de Energía 2012). Velocidad mensual media y su tendencia de largo plazo (superior) y variabilidad entorno a la tendencia de largo plazo (inferior).

La mayor parte de la comprensión acerca de la variación interanual del recurso eólico está basada o bien, en mediciones relativamente cortas de la velocidad del viento en sitios existentes o prospectivos, o en datos provenientes de predicciones numéricas (Numeric Weather Prediction o NWP) y modelos climáticos regionales o globales (Hamlington et al. 2015). Los métodos de medición-correlación-predicción (MCP) permiten caracterizar el recurso teniendo registros cortos, motivo por el cual tienen una

mayor prevalencia en la industria. Estos utilizan los registros de corto plazo en el sitio (también llamado en la literatura como *sitio objetivo*) y otros de largo plazo disponibles en estaciones cercanas (*sitio de referencia*) para correlacionarlos y predecir por extrapolación. Uno de los supuestos más fuerte que hacen los métodos de MCP es que el viento es estadísticamente estacionario, por lo que la distribución histórica de la velocidad del viento se propaga invariable hacia el futuro (Carta et al. 2013). Este supuesto es altamente cuestionable si se considera que la mayoría de los registros son relativamente cortos respecto al periodo de oscilaciones climáticas como El Niño-Oscilación del Sur (ENOS), por lo que no logran internalizar su efecto apropiadamente. La evaluación del efecto de las oscilaciones climáticas como el *North Atlantic Oscillation* (NAO) o ENOS sobre recursos renovables ha sido anteriormente estudiado en publicaciones previas en Europa (Jerez et al. 2013; Pozo-Vázquez et al. 2004; Phillips et al. 2013; Vespremeanu-stroe et al. 2012) y Australia (Davy & Troccoli 2012; Prasad et al. 2015). Recientemente en Chile el efecto de oscilaciones climáticas en sistemas solares fotovoltaicos ha sido evaluada (Bustos & Watts 2016). En Latinoamérica, donde la generación hidroeléctrica es cerca de un 50% de la generación eléctrica total (The World Bank 2012), los efectos de El Niño son fundamentales para estimar las precipitaciones y la disponibilidad de agua (Fortes Westin et al. 2014; Poveda et al. 2011). Diversos estudios se han desarrollado en la comprensión del efecto de ENOS en la hidrología en Latinoamérica (Córdoba-Machado et al. 2015; Graham et al. 2006; Palomino Cuya et al. 2013; Ronchail & Gallaire 2006; Soito & Freitas 2011; Fernández

& Fernández 2002). Sin embargo, el estudio del impacto de ENOS en los regímenes de viento de los parques eólicos en la región es todavía un desafío pendiente.

Un primer acercamiento para establecer la relación entre ENOS y cambios mensuales en el viento, es encontrar una correlación entre un indicador de ENOS (el MEI por ejemplo) con la velocidad del viento (Oliver 2010). Sin embargo, este método no permite establecer una relación directa entre esta oscilación y su efecto en el viento (Figura 1-8).

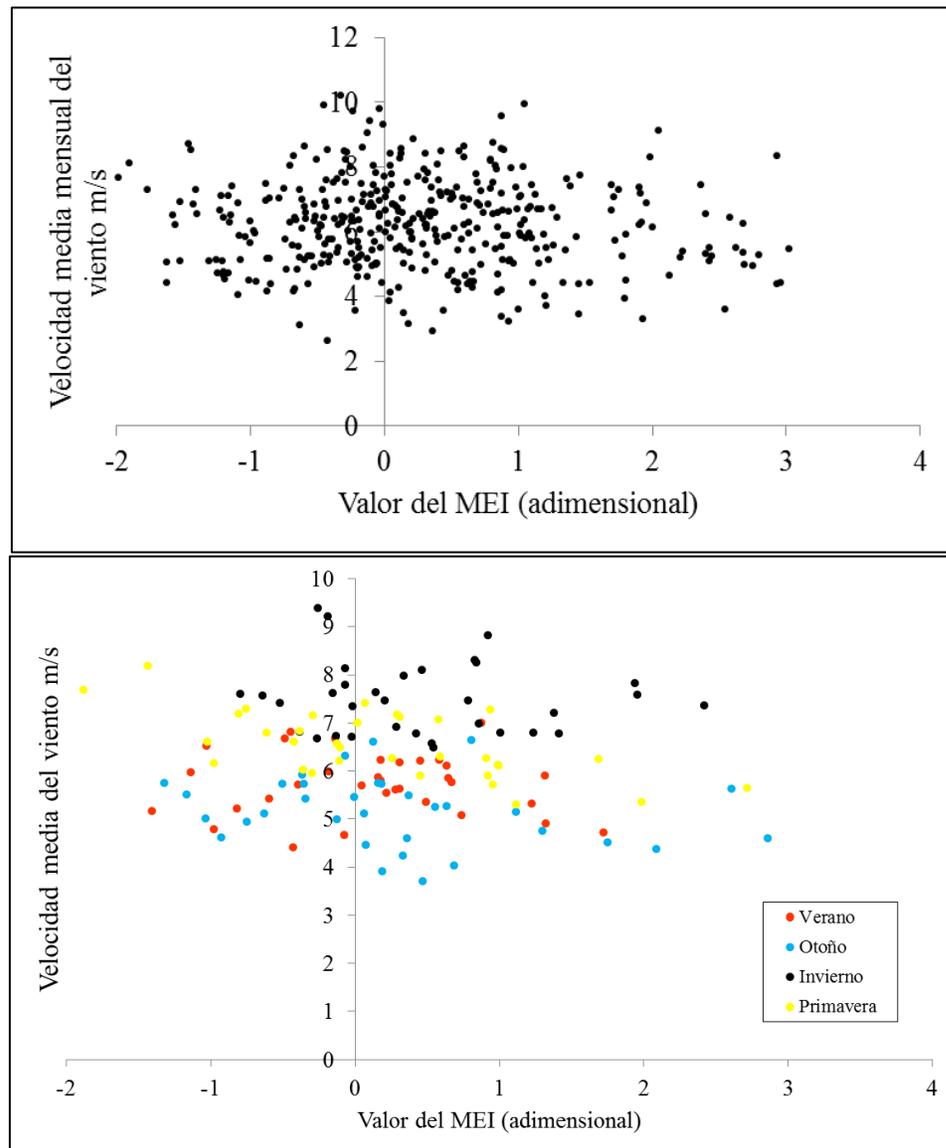


Figura 1-8. Relación entre ENOS y la velocidad media del viento en el parque eólico Monte Redondo. Se muestra la para cada mes (superior) y para cada estación (inferior). Basado en los datos de (Ministerio de Energía 2012).

Por lo tanto, el enfoque de este trabajo es utilizar una metodología que permita determinar la participación de ENOS en la variabilidad eólica, evaluando su impacto en el recurso, en la generación y en el valor económico del mismo.

1.4 Estructura general de la tesis

El objetivo de este estudio es evaluar el efecto de ENOS en los proyectos eólicos a lo largo de todo Chile, estableciendo su importancia para el desarrollo de proyectos y para la predicción del recurso eólico. Para servir este objetivo, este documento se ha organizado de la siguiente forma. En el capítulo 2 se presentan las metodologías que permiten aislar el efecto de ENOS en la variabilidad del recurso eólico. En el capítulo 3 estas metodologías se aplican a las series de tiempo de velocidad del viento para 22 sitios representativos a lo largo de Chile, de manera de identificar el proceso físico de ENOS (además del *Modulated Annual Cycle*) en la velocidad del viento de las distintas zonas de potencial eólico. En el capítulo 4 se cuantifica el efecto de ENOS en la velocidad y en la generación de energía eólica de los sitios, para finalmente en el capítulo 5 determinar cómo esta variación en la generación impacta en la valoración de un proyecto situado en los sitios estudiados.

2. METODOLOGÍA DE DESCOMPOSICIÓN DE LA ANOMALÍA DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO CON CSEOF

La variabilidad del viento es provocada por distintos fenómenos climáticos. Se requiere de una metodología que permita aislar el efecto de ENOS en la variabilidad total del viento. Una de las familias de metodologías más utilizadas para encontrar patrones en las variables climáticas corresponde al análisis de funciones empíricas ortogonales (EOF) (Hannachi et al. 2007). Sin embargo, las EOF asumen que la variabilidad temporal de la variable analizada es estacionaria, lo cual no se corresponde con los datos observados de muchas variables geofísicas, cuyo comportamiento es típicamente cicloestacionario (Hamlington et al. 2012), es decir, que sus propiedades estadísticas varían cíclicamente en el tiempo (Gardner et al. 2006). Si bien las EOF pueden representar señales ciclo-estacionarias a través de la superposición de múltiples patrones, existe un tipo particular de EOF llamadas EOF cicloestacionarias (CSEOF) (Kim & North 1997; Kim et al. 1996), las cuales permiten explicar estas señales a partir de un único patrón, incrementando su interpretabilidad (Hamlington et al. 2012). El análisis CSEOF corresponde a una metodología más reciente, y que es típicamente utilizada en estudios relacionados con ENOS.

Durante los últimos años diversos estudios han utilizado análisis CSEOF para el estudio de oscilaciones climáticas y de procesos físicos en la tierra (Tabla 2-1), siendo utilizado para distintos tipos de variables climáticas tales como el nivel del mar (Hamlington, Leben, Nerem & Kim 2011), temperatura del océano (Na et al. 2010), distribución de las

masas de aire (Trenberth et al. 2005), precipitaciones (Oh et al. 2012) y así como también con la velocidad del viento (Hamlington et al. 2015).

Tabla 2-1. Bibliografía relacionada con el análisis EOF y CSEOF. Basado en (Hannachi et al. 2007).

Bibliografía	
Funciones empíricas ortogonales (EOF)	EOF cicloestacionarias (CSEOF)
Obukhov 1947	Kim 1996
Fukuoka 1951	Kim 1997
Lorenz 1956	Kim 2001
Obukhov 1960	Trenberth 2005
Kutzbach 1967	Kim 2010
Craddock 1973	Hamlington 2011
Preisendorfer 1988	Hamlington 2012
Storch 1999	Na 2011
Pavan 2000	Oh 2012
Wilks 2006	Yeo 2014
	Hamlington 2015

La metodología aplicada en este estudio permite identificar procesos físicos de manera “empírica”, que subyacen en la variabilidad. Esto permite tratar el viento no como un proceso puramente estocástico, si no que entender que su comportamiento obedece a procesos climáticos, y que por lo tanto modelarlo como cualquier variable aleatoria (como lo hacen la mayoría de modelos de predicción, como de autorregreción por ejemplo) no considera el hecho de que corresponde a un fenómeno natural.

2.1 Descomposición de la velocidad del viento en Funciones Empíricas Ortogonales Ciclo-estacionarias

Para identificar el procesos físicos que explican la variabilidad asociada al ENOS en el recurso eólico, se aplica el análisis CSEOF a la anomalía mensual de la velocidad del viento, la que se obtiene extrayendo la media de largo plazo y la tendencia lineal de la serie de tiempo mensual. El método descompone la serie de tiempo en modos o patrones, los cuales corresponden a la evolución temporal de un proceso físico (conocido como Loading Vectors o LV) y de una modulación estocástica que representa la amplitud de ese proceso (conocido como Principal Component Time Series o PCTS). Los LV tienen dimensiones físicas (m/s en el caso de la velocidad del viento), mientras que los PCTS son adimensionales. Valores grandes del PCTS indican un incremento en la fuerza del proceso físico en un determinado periodo, mientras que valores pequeños indican un debilitamiento del mismo (Hamlington et al. 2015).

Para descomponer las series de tiempo, el sistema a resolver corresponde a (Hamlington et al. 2012):

$$V(t) = \sum_i LV_i(t)PCTS_i(t) \quad (2.1)$$

$$LV(t) = LV(t + d)$$

La multiplicación de cada PCTS con su respectivo LV genera cada una de las CSEOFs.

El subíndice i indica el número del modo o patrón. La segunda ecuación (2.1) establece

que el valor del LV en el tiempo se repite cada d , por lo que es cíclico, mostrando la evolución física de la variable estudiada para cada periodo. Este parámetro d se le define como “periodo anidado” y es un parámetro que se elige a priori, donde la elección del mismo está basada en la comprensión del fenómeno físico que se está estudiando. Un periodo anidado de un año ha sido demostrado como efectivo para extraer la variabilidad asociada en ENOS (Hamlington, Leben, Nerem & Kim 2011; Hamlington, Leben, Nerem, Han, et al. 2011; Briggs 2006; Kim & Chung 2001; Trenberth et al. 2005). Por otro lado, un periodo anidado de un año permite además extraer el *Modulated Annual Cycle* (MAC), el cual explica la variabilidad interanual (Wu et al. 2008). Con este valor para el periodo anidado, la descomposición genera 12 LV (al usar datos mensuales) donde cada uno corresponde a la evolución física del proceso estudiado mes a mes.

A partir de la descomposición se obtienen las señales pertenecientes a las oscilaciones climáticas. El primer patrón o modo corresponde al MAC (Hamlington et al. 2015), el cual corresponde a un ciclo anual (LV) y a su modulación a lo largo del periodo analizado (PCTS). De manera intuitiva, el MAC corresponde a las variaciones naturales del año según las estaciones, las cuales no son exactamente igual de intensas año a año. Esta variación en la intensidad del ciclo es incorporado con el PCTS. Los valores de los PCTS asociados al MAC son estrictamente positivos (Ver Figura 2-1), ya que de lo contrario implicaría que en algún momento del registro, por ejemplo, se invirtieron el invierno con el verano.

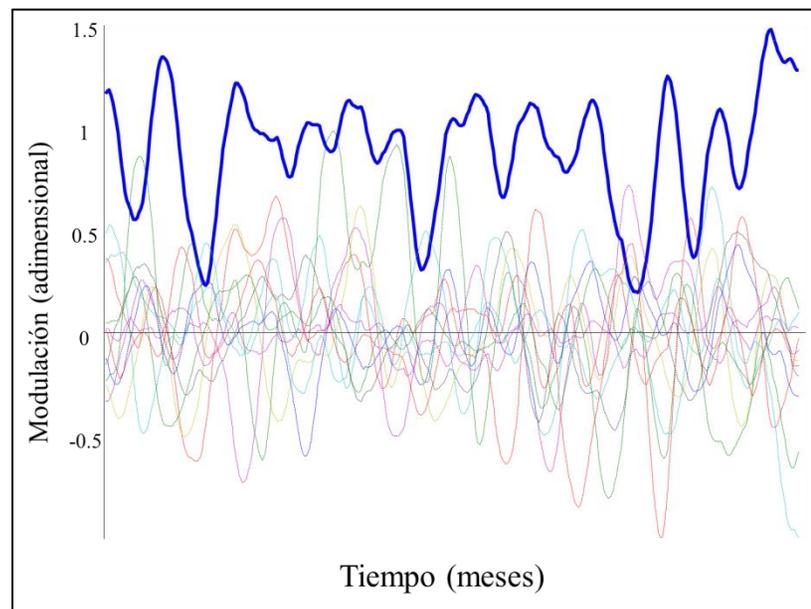


Figura 2-1. PCTSs para el sitio de Canela. El PCTS que sobresale en azul corresponde al del modo 1 (MAC).

Cuando las series de tiempo son lo suficientemente largas (+100 años) el MEI está altamente correlacionado con el segundo modo de la descomposición (Briggs 2006; Hamlington, Leben, Nerem, Han, et al. 2011). Sin embargo, el largo de los registros de velocidad del viento es de sólo 33 años por lo que es necesario utilizar una metodología complementaria descrita a continuación.

2.2 Análisis de regresión e identificación de El Niño-Oscilación del Sur

Para poder encontrar una señal altamente correlacionada con el MEI a partir de la descomposición CSEOF, se hace una regresión lineal de todos los PCTS, con excepción del primer modo, con el MEI (Briggs 2006; Hamlington, Leben, Nerem & Kim 2011).

En (Hamlinton et al. 2012) se describen los pasos para aplicar esta metodología, la cual se resume en la Figura 2-2:

- a) Se realiza una descomposición CSEOF a la anomalía de la velocidad del viento.
- b) Se regresan todos los PCTS de la anomalía del viento, con excepción del primer modo, con el MEI dentro del mismo periodo de tiempo, obteniendo los coeficientes de regresión α :

$$MEI(t) = \sum_{i \neq 1} \alpha_i PCTS_i(t) + e(t) \quad (2.2)$$

- c) Se utilizan los coeficientes obtenidos en el paso anterior con los LVs de los PCTSs utilizados, para formar un LV regresado correspondiente al ENOS:

$$LV_{reg}(t) = \sum_{i \neq 1} \alpha_i LV_i(t) \quad (2.3)$$

- d) Finalmente la multiplicación del LV regresado y el MEI generan una serie de tiempo del efecto de ENOS en la anomalía del viento:

$$ENSO(t) = MEI(t) LV_{reg}(t) \quad (2.4)$$

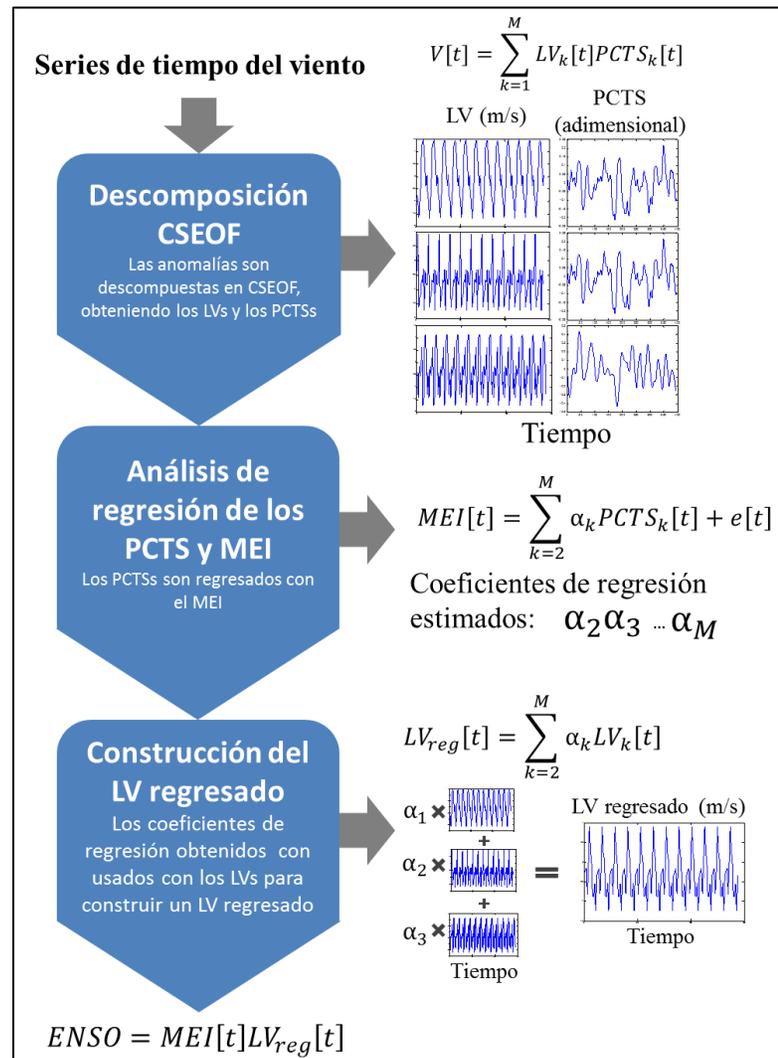


Figura 2-2. Diagrama de flujo del análisis CSEOF y de regresión.

Con esta última metodología de regresión y el análisis CSEOF, es posible extraer el MAC y el ENOS de la variabilidad total y además caracterizar sus procesos físicos anuales. En el siguiente capítulo se definirá la base de datos a utilizar y los primeros resultados de esta metodología.

3. CARACTERIZACIÓN TEMPORAL DEL MAC Y ENOS EN CHILE

La metodología anterior permite caracterizar temporalmente el efecto del MAC y ENOS en el recurso eólico. Este análisis se realiza a lo largo de Chile, entre 1981 y el 2013. Los resultados de este capítulo funcionan como base para los cálculos posteriores.

3.1 Sitios analizados y datos del recurso eólico

Con el objetivo de identificar la influencia de ENOS en el recurso eólico chileno, se seleccionaron 22 sitios pertenecientes al Sistema Interconectado Central (SIC) y al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que suministran al 99,8% de la población nacional (Oses 2015). Los sitios fueron elegidos de acuerdo a su cercanía a parques operativos y proyectos eólicos en distintas etapas de desarrollo o tramitación ambiental, y a las zonas de mejor potencial eólico donde aún no se desarrollan proyectos (Santana et al. 2014). De esta forma los sitios seleccionados logran representar los proyectos eólicos presentes y futuros de Chile para efectos de su exposición a la variabilidad y riesgo océano-atmosférico. En la Tabla 3-1 se presentan las coordenadas de los sitios analizados. Adicionalmente se presenta la topografía del lugar, la cual se clasificó en costa, valle y altiplano, con el objetivo de identificar la eventual relación entre el efecto de ENOS en el recurso eólico y la cercanía al mar, la altitud u otra variable geográfica.

Tabla 3-1. Coordenadas y características de los sitios analizados: proyectos operativos y proyectos potenciales.



Zona	Coordenadas		Región	Zona de Proyectos		
	Latitud	Longitud		Potencial*	Operativos	Topografía
Loa	-21,64	-69,54	II	No	0	Valle
Calama	-22,49	-68,83	II	Si	1	Altiplano
Taltal	-25,07	-69,59	II	Si	1	Altiplano
Chañaral	-28,92	-71,47	III	Si	0	Costa
Talinay	-30,84	-71,65	IV	Si	2	Costa
Canela	-31,09	-71,62	IV	Si	2	Costa
Totoral	-31,29	-71,62	IV	No	3	Costa
Llay-Llay	-32,83	-70,99	V	No	0	Valle
Valparaíso	-33,10	-71,64	V	No	0	Costa
Ucuquer	-34,04	-71,62	VI	No	1	Valle
Concepción	-36,79	-73,17	VIII	No	0	Costa
Arauco	-37,24	-73,58	VIII	Si	0	Costa
Cuel	-37,39	-72,53	VIII	Si	1	Valle
Curalinahue	-37,48	-73,46	VIII	Si	0	Costa
Renaico	-37,69	-72,55	IX	Si	0	Valle
Lebu	-37,71	-73,64	VIII	Si	1	Costa
Temuco	-38,49	-73,25	IX	Si	0	Valle
Valdivia	-39,92	-73,27	XIV	Si	0	Costa
Purranque	-40,94	-73,75	X	Si	0	Costa
Chiloé Norte	-41,90	-73,95	X	Si	0	Costa
Chiloé Centro	-42,56	-73,92	X	Si	1	Valle
Chiloé Sur	-43,12	-73,94	X	Si	0	Valle

*Zonas de potencial definidas por el Ministerio de Energía

Para cada sitio se obtienen la serie de velocidad del viento horaria, las cuales son calculadas a partir de la reconstrucción hecha por el modelo Weather Research Forecasting (WRF) del Explorador Eólico Nacional de Chile (Ministerio de Energía 2012). Estas presentan la velocidad media del viento para cada hora entre 1981 y el 2013. A partir de esta información se calculó el promedio mensual para cada mes entre enero de 1981 y diciembre de 2013, generando una serie de tiempo de frecuencia mensual, a la cual se le aplica la descomposición CSEOF. Existen también datos

públicos de mediciones reales de la velocidad del viento en Chile (Ministerio de Energía 2013). Estos registros no superan los 5 años y además se concentran en su mayoría en el norte de Chile, por lo que su aplicación excluiría del análisis la mayor parte del país.

De las series de tiempo horaria de cada, se obtienen una serie mensual sin el promedio ni la tendencia lineal, a la cual se le aplica la descomposición CSEOF y el análisis de regresión.

3.2 Evolución temporal de la variación interanual (MAC) del recurso eólico en Chile

El LV del MAC de cada sitio corresponde al perfil anual (sin considerar el promedio y la tendencia lineal). Por otro lado, el PCTS representa la modulación de este perfil, lo cual significa que valores altos del PCTS indican un incremento en la intensidad del ciclo para un mes dado. El MAC es el patrón que explica la mayor cantidad de la varianza del viento en cada sitio. Esta oscilación explica entre un 43% a un 94% de la varianza total (Tabla 3-2).

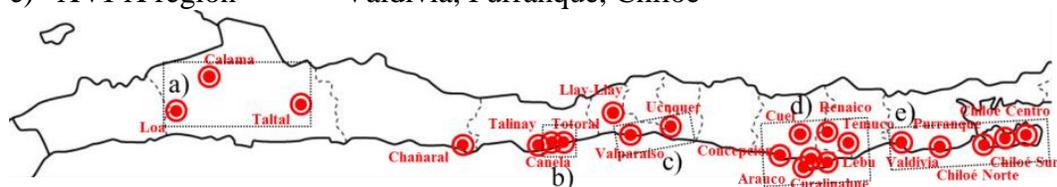
Tabla 3-2. Varianza descrita por el primer modo (modo MAC).

Sitios	Varianza descrita
Loa	94%
Calama	90%
Taltal	85%
Chañaral	43%
Talinay	51%
Canela	53%
Totalal	55%
Llay-Llay	94%
Valparaíso	92%
Ucuquer	74%
Concepción	88%
Arauco	85%
Cuel	72%
Curalinahue	78%
Renaico	81%
Lebu	63%
Temuco	60%
Valdivia	77%
Purranque	75%
Chiloé Norte	79%
Chiloé Centro	63%
Chiloé Sur	55%

El patrón anual de variación (LV) cambia en dirección norte-sur, siendo similar para sitios localizados en latitudes cercanas. Según la similitud del perfil, los sitios son agrupados en 5 zonas (Tabla 3-3). Chañaral, Talinay and Llay-Llay no son clasificados ya que sus perfiles no son similares a la de otro sitio.

Tabla 3-3. Zonas definidas según los perfiles de los Loading Vectors del MAC.

Zona	Sitios
a) Norte Grande	Loa, Calama y Taltal
b) Canela-Total	Canela y Totoral
c) Valparaíso-Ucuquer	Valparaíso y Ucuquer
d) VII-VIII región	Concepción, Arauco, Cuel, Curalinahue, Renaico, Lebu y Temuco
e) XVI-X región	Valdivia, Purranque, Chiloé



En la zona del Norte Grande se puede observar un incremento pronunciado en mitad del año, el cual decrece hasta generar una baja en la velocidad para el fin y principio de año (Figura 3-1). En la zona Canela-Total se tiene un pico negativo cercano a marzo, el cual pasa a ser un pico positivo cercano en septiembre. Esto genera que en casi la totalidad de la primera mitad del año haya un decrecimiento y en la última mitad un incremento. En la zona Valparaíso-Ucuquer ocurre algo similar a la zona del Norte Grande, sin embargo el decrecimiento que se da hacia el final (o principio) de año es mucho más abrupto, teniendo una mayor cantidad de meses en el cual el recurso baja. En la zona VII-VIII región existe un incremento a principio o a fin de año y un decrecimiento cercano a marzo y septiembre. Sin embargo a mitad de año el perfil aumenta respecto marzo y septiembre, generándose o bien, un decrecimiento más suave o un incremento de baja intensidad. Finalmente para la zona XVI-X región se parece bastante a la zona Valparaíso-Ucuquer, teniendo un incremento pronunciado a mitad de año y decrecimientos a comienzos o final del mismo.

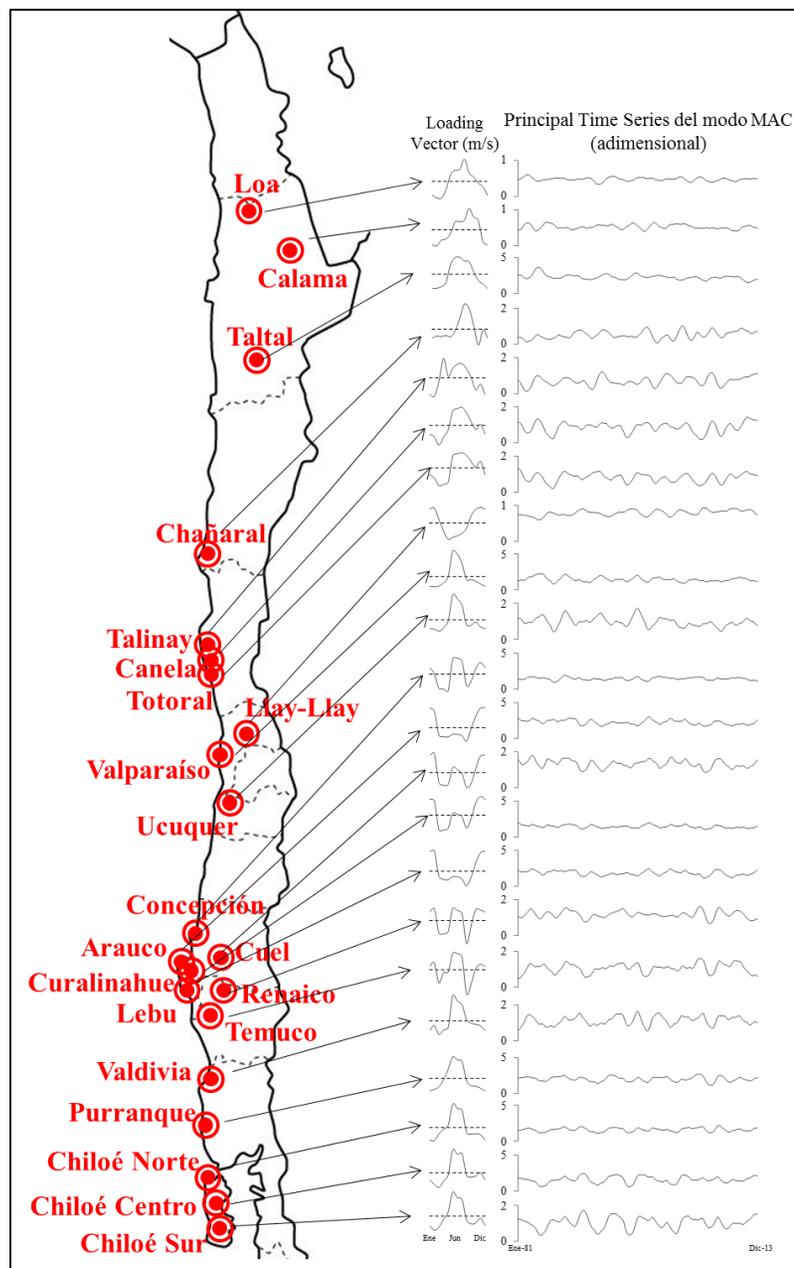


Figura 3-1. Loading Vector y Principal Component Time Series del modo relacionado con el MAC (modo 1) para cada sitio.

3.3 Evolución temporal del efecto de ENOS en el recurso eólico en Chile

La regresión entre los PCTS y el MEI entrega un LV asociado con la evolución física del ENOS, la cual esta modulada por el MEI. El de esta regresión es obtener una señal altamente correlacionada con el MEI, que permita compensar la baja correlación entre el MEI y el segundo modo (Tabla 3-4). La correlación entre el MEI y el modo 2 es muy baja para la mayoría de los casos, estando entre 0,01 y 0,44. Sin embargo, para el caso del PCTS correlacionado, está entre 0,41 y 0,77. La robustez del análisis tiene directa relación correlación entre estas dos señales.

Tabla 3-4. Coeficientes de correlación entre el MEI y, el segundo modo y el PCTS regresado.

Sitio	Coeficiente de correlación entre el MEI y:	
	Modo 2	PCTS regresado
Loa	0,15	0,64
Calama	0,01	0,77
Taltal	0,13	0,57
Chañaral	0,11	0,49
Talinay	0,07	0,58
Canela	0,21	0,56
Total	0,28	0,52
Llay-Llay	0,32	0,52
Valparaíso	0,30	0,62
Ucuquer	0,44	0,60
Concepción	0,16	0,71
Arauco	0,08	0,67
Cuel	0,09	0,65
Curalinahue	0,04	0,62
Renaico	0,07	0,60
Lebu	0,04	0,70
Temuco	0,01	0,62
Valdivia	0,09	0,52
Purranque	0,05	0,44
Chiloé Norte	0,02	0,49
Chiloé Centro	0,14	0,41
Chiloé Sur	0,05	0,43

En la Figura 3-2 se presenta el resultado de la regresión entre los PCTS y el MEI. En cada grafico se muestra el MEI y el PCTS resultante de la regresión ($PCTS_{reg}$), el cual está definido según la ecuación (3.1).

$$PCTS_{reg}(t) = \sum_{i \neq 1} \alpha_i PCTS_i(t) \quad (3.1)$$

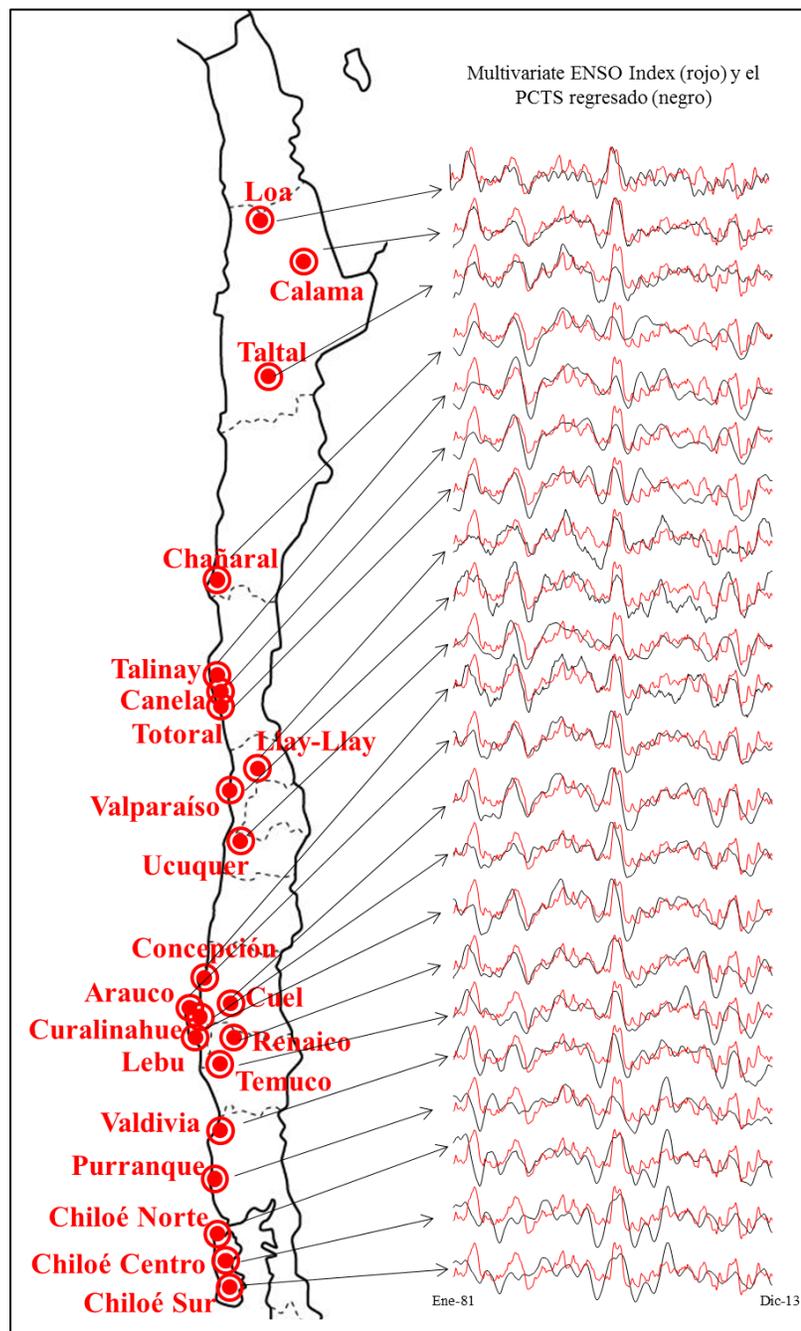


Figura 3-2. Comparación entre el Multivariate ENOS Index (rojo) y el Principal Component Time Series regresado (negro) para cada sitio.

En la Figura 3-3 se muestra la evolución temporal de ENOS a lo largo del periodo analizado. En el mapa es posible ver la evolución del proceso físico de ENOS sobre el

viento, donde fueron promediados los valores de los meses para cada estación. Para determinar el impacto de ENOS en la velocidad del viento para un mes en particular, se debe multiplicar el valor del MEI para dicho mes con el Loading Vector (2.3) correspondiente.

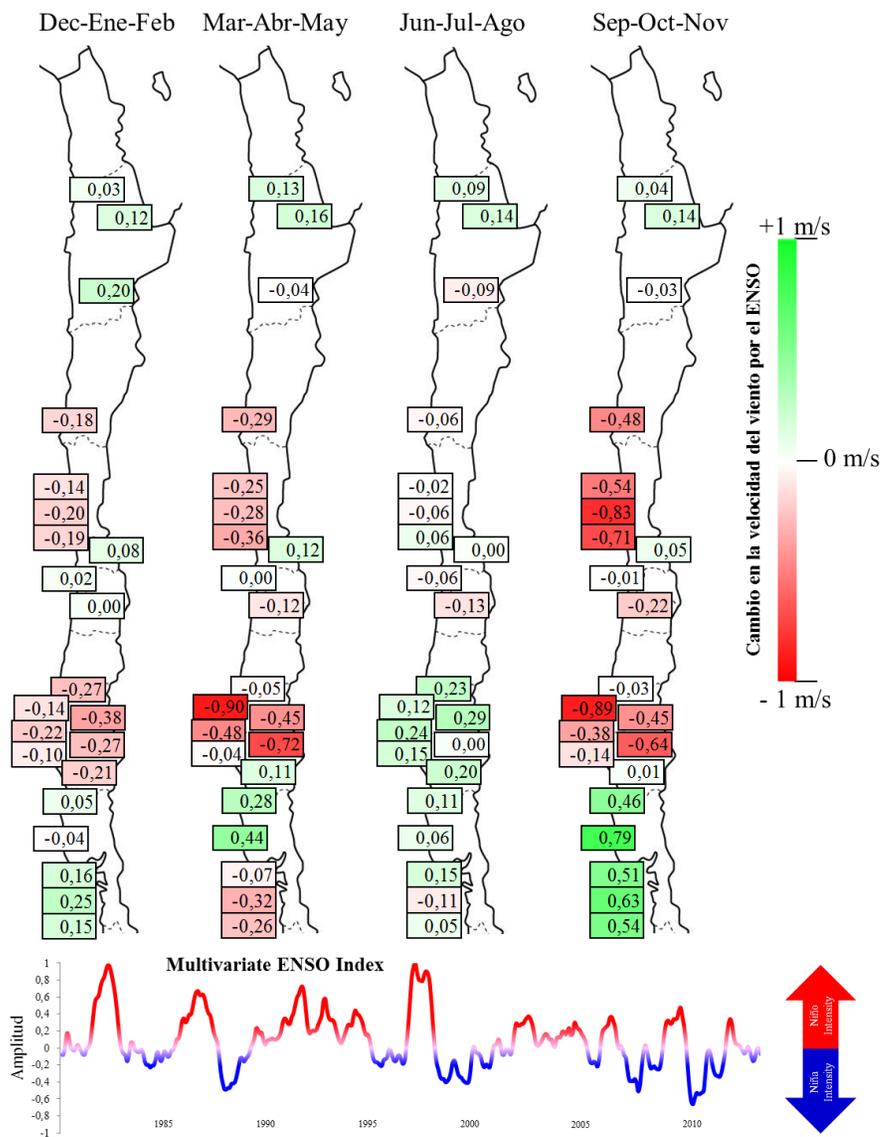


Figura 3-3. Evolución anual de ENOS. Loading Vectors promediados mensualmente para cada mes en cada sitio (etiquetas) y el Multivariate ENOS Index (abajo).

Valores positivos indican que la velocidad del viento aumenta en la presencia del Niño y que por lo tanto, la velocidad desciende en presencia de La Niña. El análisis es análogo para valores negativos del LV. Se identifica que en la primavera ENOS posee una fuerte influencia en la velocidad del viento a lo largo de Chile. Son pocos sitios cuyo valor del LV es menor a 0,4 m/s dentro de este periodo. La intensidad es particularmente alta en la costa de la IV región y en la zona austral.

En el centro-norte de Chile El Niño tiene un efecto negativo durante la mayor parte del año, con una alta intensidad en primavera, una intensidad media en verano y otoño y una baja intensidad en invierno. En los sitios del norte de Chile (Loa, Calama y Taltal) el viento es mínimamente incrementado por El Niño, con un máximo de 0,2 m/s.

4. IMPACTO DE ENOS EN LA VELOCIDAD MENSUAL MEDIA DEL VIENTO Y EN LA PRODUCCIÓN EÓLICA

La descomposición CSEOF y la regresión de los PCTS entregan una serie de tiempo del efecto de ENOS en la velocidad del viento, además del proceso físico analizado anteriormente. A partir de esta serie se busca determinar el impacto promedio de las diferentes intensidades de ENOS para cada mes del año.

Para caracterizar el efecto, se clasifican las distintas intensidades del El Niño o Niña en muy fuerte, fuerte, medio o débil. Esta clasificación se hace en base al ONI, donde valores positivos del índice indican un evento de El Niño (fase cálida) y valores negativos un evento de La Niña (fase fría). Valores del ONI superiores o inferiores a ± 2 indican un evento muy fuerte, entre 2 y 1,5 eventos fuertes, entre 1,5 y 1 eventos medios y entre 1 y 0,5 eventos débiles. Para los casos en que el índice esta entre 0 y 0,5 se considera que no hay ningún tipo de evento. Cabe mencionar que dentro del periodo de análisis de las series de tiempo, no existen eventos de La Niña muy fuertes, por lo que los eventos se clasifican en solo siete. En la Tabla 4-1 se presenta la frecuencia de los eventos en relación al total de eventos de El Niño o La Niña dentro del respectivo mes para todo el horizonte de tiempo analizado. Se destacan los meses en los cuales no ha ocurrido ningún tipo de evento.

Tabla 4-1. Frecuencia de los eventos de ENOS para cada mes durante el periodo registrado. Valores en porcentaje. Se destacan los meses sin eventos de ENOS.

Evento	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Niño Muy Fuerte	20	0	0	0	0	0	0	0	11	10	20	20
Niño Fuerte	10	33	13	0	0	0	0	29	22	10	0	0
Niño Moderado	20	22	38	50	29	25	25	14	11	30	50	70
Niño Débil	50	44	50	50	71	75	75	57	56	50	30	10
Niña Débil	62	58	56	100	100	60	60	50	50	50	45	54
Niña Moderado	23	42	44	0	0	40	40	50	50	50	45	31
Niña Fuerte	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	15

Todos los resultados presentados en este capítulo están en detalle en el Anexo A.

4.1 Impacto de ENOS en velocidad del viento en Chile

En la costa del centro norte de Chile, en los alrededores de la comuna de Canela, existe un importante polo de desarrollo eólico que ya presenta 9 parques eólicos operativos que acumulan poco más de 590 MW (Oses 2015), contando además con muchos más proyectos en distintas etapas de avance. Este polo de desarrollo está representado en este trabajo por los sitios de Totoral y Canela, donde se requiere conocer el potencial efecto de ENOS. La Figura 4-1 presenta el impacto de los eventos de ENOS clasificados por intensidad (señalados por su color) para los distintos meses del año. Los porcentajes de impacto están expresados en relación a la velocidad media de cada mes. De esta forma se permite identificar el efecto que tiene ENOS a lo largo del año para distintas intensidades de El Niño y La Niña en la velocidad media del viento. Este trabajo concluye, por ejemplo, que en la zona de Canela El Niño reduce significativamente el

viento y la generación eólica en los meses de septiembre a diciembre, mientras La Niña la aumenta en menor grado en esos mismos meses.

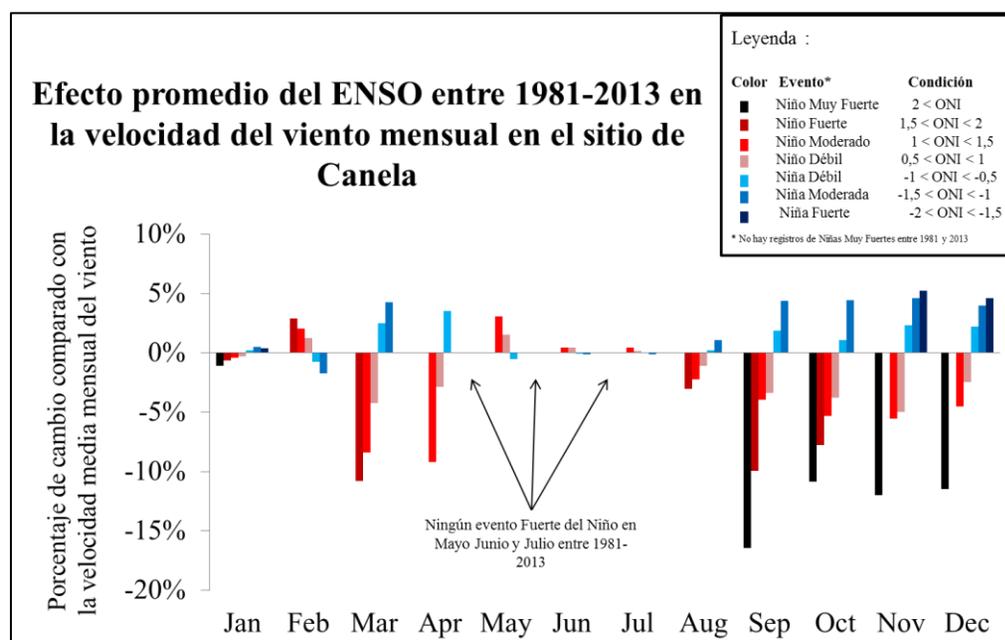


Figura 4-1. Ejemplo detallado del impacto de ENOS en la velocidad del viento en el sitio de Canela.

Tal como se mostró anteriormente, para algunos meses entre enero de 1981 y diciembre del 2013 no se presentan registros históricos de eventos fuertes o muy fuertes de El Niño, o eventos medios y fuertes de La Niña. Por ejemplo, en la Figura 4-1 para el mes de abril, solamente hay eventos débiles y moderados de El Niño y eventos débiles de La Niña. En la Figura 4-3 se muestra el mismo tipo de figura utilizado en Canela para todos los sitios analizados en Chile, tanto para el efecto en la velocidad como en la producción energética. Se utiliza la misma escala permitiendo comparar entre los distintos sitios, así

como también comparar los órdenes de magnitud de la variación de la velocidad con los de la energía.

Conociendo la participación del ENOS en la velocidad del viento, es posible estimar su participación en la producción de energía. Para esto se necesita en primer lugar una metodología que relacione la velocidad media de un mes con su producción mensual.

4.2 Metodología de cálculo de la producción de energía

Para estimar el impacto en la producción de ENOS, se debe estimar la producción promedio mensual en función de la variación velocidad media del respectivo mes. Para esto se requiere de una expresión o “curva de potencia mensual”, la cual relaciona velocidad media mensual y producción media mensual. Múltiples metodologías son revisadas para este problema en (García-Bustamante et al. 2009), de la cual se utiliza la denominada *polynomial fit curve* (PFC), la cual ajusta un polinomio de grado 3 a la generación horaria versus la velocidad horaria, para luego calcular la generación mensual. Sin embargo, lo que se busca es calcular la generación mensual directamente de la velocidad media mensual, por lo que el PFC es ajustado a estas dos variables, agregando las siguientes restricciones:

- a) Generación nula a velocidad igual a cero
- b) Factor de planta mensual menor o igual a 1
- c) Factor de planta mensual mayor o igual a 0

Por lo tanto, el problema de programación no lineal a resolver es:

$$\min \sum_{i=0}^N (y_i - C_3 x_i^3 - C_2 x_i^2 - C_1 x_i)^2 \quad (4.1)$$

$$s. a. \quad 2000 \geq C_3 x_i^3 + C_2 x_i^2 + C_1 x_i \geq 0$$

Donde C_i son los coeficientes del polinomio y x_i son las variables de decisión del problema. El resultado se presenta para el sitio de Canela (Figura 4-2.).

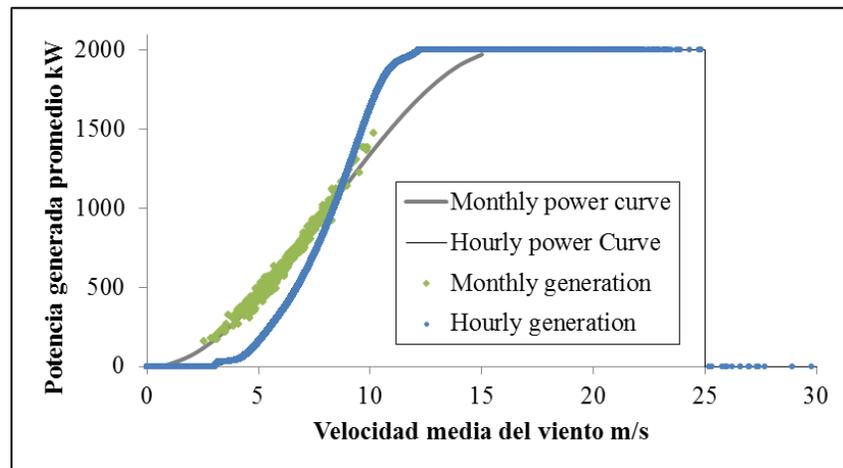


Figura 4-2. Curva de potencia mensual y horaria estimada para el modelo Vestas V90 en el sitio de Canela.

Antes de ajustar, se necesita de la generación de cada mes, la cual se calcula a partir de la serie de tiempo horaria de viento, utilizando la curva de potencia horaria, $P(v)$, entregada por el fabricante (4.2), obteniendo la generación de cada hora, la que luego se suma para obtener la generación mensual. $P(v)$ se define matemáticamente por partes, donde su valor para velocidades entre la de arranque y la nominal, se aproxima

ajustando un polinomio de grado 11 y limitándolo inferiormente en cero y superiormente por su potencia nominal.

$$P(v) = \begin{cases} 0 & , \text{if } v < v_{cut-in} \text{ or } v > v_c \\ \min \left(\max \left(\sum_{i=0}^{11} a_i v^i, 0 \right), P_{rated} \right) & , \text{if } v_{cut-in} < v < v_{rat} \\ P_{rated} & , \text{if } ; \end{cases} \quad (4.2)$$

Se escogió el modelo Vestas-V90 de potencia nominal (P_{nom}) de 2000 kW, ya que es uno de los modelos de aerogenerador más instalados en Chile (Santana et al. 2014), el cual se utiliza por ejemplo en los parques Monte Redondo, Totoral, Talinay y Lebu. Para este modelo la velocidad de arranque (v_{cut-in}), velocidad nominal (v_{nom}) y la velocidad de corte ($v_{cut-off}$), son 3m/s, 12 m/s y 25m/s respectivamente.

Las variaciones en la producción causadas por ENOS son calculadas utilizando la curva de potencia mensual. Las variaciones son calculadas comparando la generación correspondiente a la velocidad media de cada mes con la generación de ese mismo mes, menos el efecto causado por ENOS.

4.3 Impacto de ENOS en la generación eólica en Chile

Según lo anterior, el impacto de ENOS en la producción de un parque no es necesariamente proporcional a la variación en el viento. Esta diferencia no solo depende de la velocidad media del sitio, sino que también de la distribución de la velocidad en el

tiempo. En la Figura 4-3 se muestran los promedios de la variación de la energía para cada mes del año en los sitios analizados. De manera análoga a lo hecho con la velocidad del viento, los impactos en la generación eólica se clasifican en distintas intensidades de El Niño y La Niña.

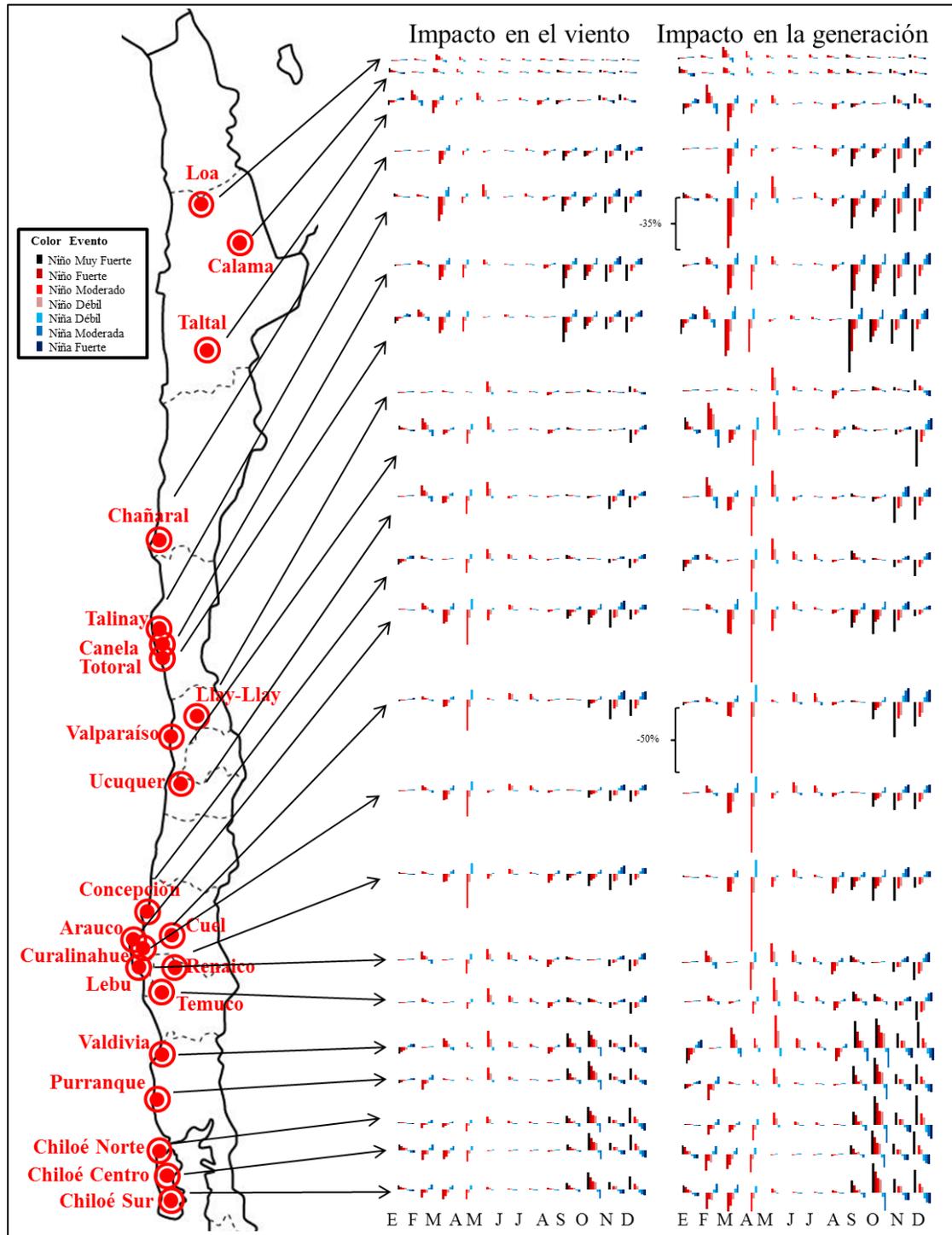
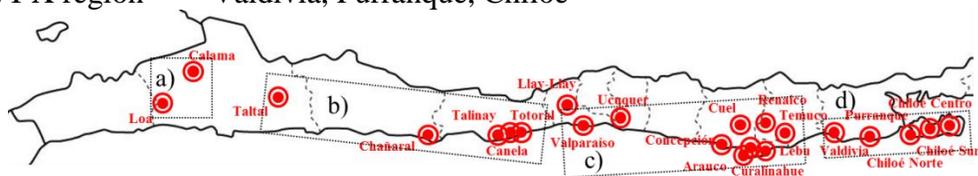


Figura 4-3. Efecto de ENOS en el recurso eólico Chileno. Impacto en la velocidad del viento (izquierda) y en la producción de energía (derecha).

Los sitios se agrupan según la similitud del efecto de ENOS en el recurso. Esto tiene sentido hacerlo de norte a sur ya que ve una fuerte relación entre la latitud y efecto de ENOS en el recurso eólico. Se identifican 4 zonas de características similares, en las cuales se pueden clasificar todos los sitios con excepción de Llay-Llay. El primero de estos comprende el norte de la 2da región con Loa y Calama, el segundo abarca desde el sur de la 2da región hasta la 4ta región, componiéndose de los sitios entre Taltal y Totoral, cubriendo un área bastante extensa. La siguiente zona comprende desde Valparaíso hasta Temuco, entre la 5ta y la 9na región. La última zona identificada incluye las regiones más australes del sistema interconectado central (SIC) agrupando los sitios desde Valdivia hasta Chiloé (XVI y X región).

Tabla 4-2. Zonas definidas según el perfil del impacto de ENOS.

Zona	Sitios
a) Loa - Calama	Loa, Calama
b) Taltal - IV región	Taltal, Chañaral, Talinay, Canela y Totoral
c) V-VIII región	Valparaíso, Ucuquer, Concepción, Arauco, Cuel, Curalinhue, Renaico, Lebu y Temuco
d) XVI-X región	Valdivia, Purranque, Chiloé



En la zona Norte *Loa-Calama* el efecto de El Niño es predominantemente positivo a lo largo del año, teniendo un efecto algo mayor para los meses de febrero y marzo. En la zona centro-norte *Taltal-IV región*, los sitios presentan perfiles del efecto de ENOS similares a lo largo de todo el año, donde El Niño afecta negativamente principalmente en los meses comprendidos entre febrero y diciembre. La intensidad de este decrecimiento aumenta en marzo y entre los meses de septiembre y diciembre. Si bien existe una alta similitud entre todos los sitios de esta zona, pareciese existir una transición del perfil desde Taltal a Talinay, donde el sitio de Chañaral actúa como un punto intermedio de tipo de perfil entre estos sitios (Figura 4-4).

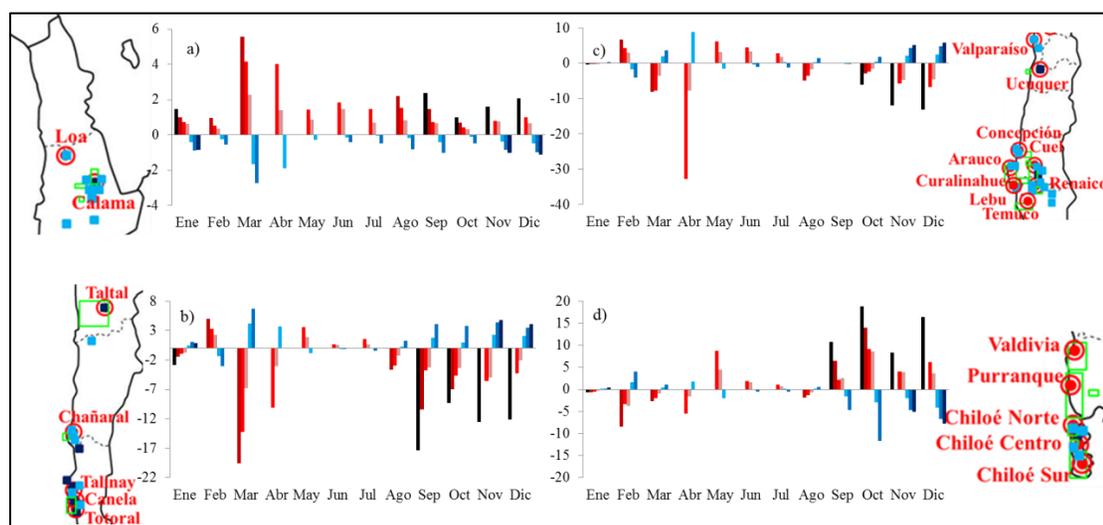


Figura 4-4. Efecto promedio de ENOS en el recurso eólico Chileno en las zonas Loa – Calama (a), Taltal – IV región (b), V – VIII región (c) y XVI – X región (d). Al costado de cada perfil se muestra un mapa de la zona con los sitios (rojo), proyectos operativos (azul), proyectos no operativos (celeste) y zonas de potencial (verde).

Para los sitios pertenecientes a la zona centro-sur *V-VIII región*, El Niño impacta muy fuerte y negativamente en el mes de abril. Lo contrario ocurre en mayo. Sin embargo, la

intensidad del impacto en este mes es muy variable entre los distintos sitios. Otro impacto alto y negativo de El Niño en estos sitios ocurre a fin de año en los meses de noviembre y diciembre. Sin embargo, en estos meses el impacto no es tan fuerte comparado con el de abril. Para el resto de los meses El Niño en general afecta positivamente con una baja intensidad, aunque no es una regla común para todos los sitios. Otro patrón común es un aumento del recurso en estos sitios en enero y febrero, aunque nuevamente la intensidad depende mucho del sitio.

La zona sur *XVI-X región* se comporta de manera similar a la zona *V-VIII región* en el mes de abril. Sin embargo ENOS tiene un efecto opuesto entre los meses de septiembre y diciembre, en donde existe un aumento de la velocidad importante.

En los dos sitios de la *VIII región*, correspondientes a Arauco, Cuel, Curalinahue y Renaico, se ubican los sitios de mayor impacto de ENOS. Cuando no hay ENOS, la velocidad medias en abril, va desde los 4,8 m/s hasta los 6,4 m/s (Tabla 4-3). Dado el bajo recurso eólico de esta área, un decrecimiento de la velocidad del viento de 20% causado por un Niño moderado, decrece la producción entre 40% y 50%.

Tabla 4-3. Promedio de la velocidad mensual considerando solamente los meses sin eventos de ENOS para cada sitio.



Sitio	Promedio mensual de la velocidad del viento m/s												Media m/s
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Loa	4,7	4,6	4,6	4,9	5,6	5,8	5,9	6,4	5,7	5,5	5,2	5,1	5,3
Calama	7,0	6,9	7,2	7,3	7,6	8,1	8,1	8,2	8,8	8,3	8,2	7,2	7,7
Taltal	5,3	5,6	5,9	6,8	10,7	11,8	12,0	11,4	11,4	9,2	7,3	6,2	8,6
Chañaral	6,6	6,7	6,5	6,7	6,6	7,0	7,4	8,2	8,0	7,1	5,9	6,8	6,9
Talínay	4,6	4,7	5,5	7,1	5,7	6,4	6,5	6,8	6,3	5,8	4,7	5,3	5,8
Canela	5,6	5,6	4,5	5,4	5,9	7,4	7,4	7,8	7,2	6,7	5,6	6,2	6,3
Totoral	5,5	5,4	4,5	4,6	4,9	6,7	6,8	7,1	6,8	6,4	5,7	6,3	5,9
Llay-Llay	5,3	5,4	4,6	3,8	3,2	3,3	3,4	3,6	4,0	5,0	5,4	5,6	4,4
Valparaíso	2,5	2,6	2,6	3,0	3,8	6,9	6,9	5,6	3,4	3,5	3,2	2,8	3,9
Ucuquer	5,1	5,2	5,0	5,3	5,8	8,1	7,8	7,3	5,5	5,5	5,8	5,3	6,0
Concepción	7,1	6,4	4,4	4,3	4,0	8,2	8,4	8,0	4,7	5,4	7,1	8,0	6,3
Arauco	12,7	12,1	7,0	6,4	6,6	7,0	7,1	6,6	5,6	8,6	10,8	12,3	8,6
Cuel	8,7	9,2	5,6	5,0	5,3	7,1	7,1	6,5	4,9	5,5	7,2	8,5	6,7
Curalinahué	9,1	9,1	5,1	4,8	5,2	7,1	7,2	6,6	5,2	6,8	8,6	9,4	7,0
Renaico	11,2	11,4	7,1	6,3	6,4	6,8	6,9	6,3	5,3	7,0	9,2	10,6	7,9
Lebu	8,2	8,7	6,1	5,8	6,2	8,5	8,4	7,8	4,8	7,0	8,5	8,4	7,4
Temuco	7,6	8,4	6,2	7,1	7,5	8,9	9,1	8,5	4,9	6,1	7,7	8,2	7,5
Valdivia	3,4	4,1	3,1	3,7	4,1	7,2	6,7	6,2	4,7	4,2	4,1	4,3	4,6
Purranque	6,2	7,0	7,3	9,0	10,9	13,2	12,6	12,2	8,5	7,3	7,5	7,6	9,1
Chiloé Norte	4,6	4,9	5,7	6,5	7,2	10,3	9,6	9,3	6,0	5,5	5,9	6,0	6,8
Chiloé Centro	6,7	6,6	5,8	6,9	8,1	11,7	11,0	11,3	7,8	7,1	7,7	8,4	8,3
Chiloé Sur	5,7	5,7	5,7	6,7	7,6	9,4	8,7	8,7	6,6	5,9	6,3	7,0	7,0

Finalmente, es de interés determinar si la topografía del sitio es un factor relevante respecto al efecto de ENOS. Para los sitios escogidos existen 2 zonas que permiten hacer una comparación entre costa y valle, pues presentan proyectos en ambos emplazamientos: la 5ta región tiene a Llay-Llay en el valle y a Valparaíso en la costa, mientras en la 8va región, Arauco y Lebu están en la costa, y Renaico y Cuel están en el valle. En estas zonas, ambos emplazamientos (costa y valle) no presentan una diferencia clara y pareciese predominar una similitud entre proyectos cercanos según latitud (como se discutió anteriormente) independiente de su topografía. Si bien existe un efecto opuesto de ENOS para algunos meses entre sitio y sitio, esto no permite establecer una regla general. La misma conclusión se obtiene al comparar altiplano con valle, comparando los resultados obtenidos en Calama y Loa. Además de ser similares en la forma que son impactados por ENOS, también lo son en las magnitudes, lo que permite

concluir nuevamente que lo predominante respecto al efecto de ENOS es la latitud más que la topografía.

5. ANALISIS ECONOMICO DEL IMPACTO DE ENOS EN LOS PROYECTOS EÓLICOS

Una vez conocido el impacto energético de ENOS, es posible determinar el impacto económico que tendría para un parque eólico ubicado en el sitio. Para calcular este impacto se estima la producción del parque considerando la existencia de alguno de los eventos de ENOS durante un año dentro de la vida útil del parque. El año en que impacta ENOS se varía para observar como el efecto se mitiga en la medida que el año afectado está más lejos en el futuro. Para evaluar económicamente este efecto, se realiza una exhaustiva revisión de los parámetros económicos típicamente utilizados en parques eólicos.

5.1 Revisión de parámetros tecno-económicos de proyectos eólicos

Las utilidades económicas de un parque eólico dependen tanto de factores técnicos, como su potencia instalada y energía producida, como de factores económicos, como los costos de inversión del proyecto, sus niveles de deuda, tasa de interés, impuestos, etc. El detalle de la elección de los parámetros económicos y sus referencias están en detalle en Anexo B: Revisión bibliográfica de parámetros económicos

5.1.1 Revisión de parámetros técnicos de proyectos eólicos

La generación de un parque eólico depende directamente de la velocidad del viento en el sitio donde se emplaza el proyecto, existiendo distintas clases de viento, de acuerdo a la velocidad media, turbulencia y ráfagas extremas de viento, las que determinan la clase de turbina (WTG) a utilizar de acuerdo al estándar internacional IEC61400-1. La producción del parque también presenta una degradación en su rendimiento a lo largo del tiempo. Un detallado estudio del decaimiento del rendimiento es desarrollado en (Staffell & Green 2014). En este trabajo se determina que existe una degradación anual de $-1,6\% \pm 0,2\%$. Sin embargo, el autor establece debido a la insuficiencia de datos, no es posible determinar si esta degradación es constante o de alguna otra forma funcional. Para calcular la generación neta del proyecto es necesario además estimar las pérdidas del sistema de generación, transformación y distribución interna del parque. Para esto se consideró que 8% se pierde en concepto de indisponibilidad, 2,3% por pérdidas óhmicas, 1,4% por rendimiento de la turbina 4% por efectos del medioambiente y 2,1% por efecto estela lo que suma un total de 16,7% en pérdidas totales (AWS Truepower 2012; Colmenar-Santos et al. 2014).

5.1.2 Revisión de Parámetros económicos de proyectos eólicos

El principal parámetro económico de un proyecto es el precio de venta de la energía, que se asume de 85 USD/MWh, según lo calculado como precio de nudo, el cual

corresponde al valor presente de los precios de equilibrio en un horizonte de 4 años, el cual es calculado por la Comisión Nacional de Energía para octubre del 2014 para el SIC (CNE 2014). Para descontar los flujos en distintos periodos de tiempo y calcular el valor económico de un proyecto se utilizan el valor presente neto (VPN), el cual requiere una tasa de descuento a aplicar. La principal metodología utilizada para su cálculo es el WACC (Weighted Average Cost of Capital) (5.1) que pondera los costos de capital de las diversas fuentes de financiamiento, como se presenta a continuación:

$$WACC = \frac{E}{Inv} r_e + \frac{D}{Inv} r_d (1 - \tau) \quad (5.1)$$

Donde E es el patrimonio del proyecto, D es la deuda, Inv es la inversión total considerando deuda y patrimonio ($Inv = E + D$), τ es el porcentaje de impuestos y, r_e y r_d , corresponden a la tasa de interés para el patrimonio y para la deuda, respectivamente. A su vez r_e se obtiene de la ecuación (5.2), derivada del Capital Asset Pricing Model (CAPM).

$$r_e = r_f + \beta r_M + r_c \quad (5.2)$$

Donde r_f es la tasa libre de riesgo, r_c el riesgo por el país, r_M el premio por riesgo β es la medida de riesgo comparando el retorno de un proyecto relacionado con las energías renovables con los activos del resto del mercado, dentro de un periodo de tiempo. Para la evaluación económica se considera un 40% de patrimonio y 60% de deuda, con una tasa

de 7% (Colmenar-Santos et al. 2015; Caralis et al. 2014; Xydis 2013; Grassi et al. 2012; Friedman 2010). Una tasa de impuesto de 25% (según lo estipula la ley chilena a partir del 2017 (SII 2015)). El β apalancado es de 1,6 (él no apalancado para proyecto de energía renovable es de 0,74) (Damodaran 2015), la tasa libre de riesgo es de 1,9%, premio por riesgo de 4,4% y premio por riesgo por país 0,5% (valido para Chile) (Watts et al. 2015). Esto da una tasa al patrimonio de 9,44% y un WACC igual a 7,03% según (5.2) y (5.1) respectivamente.

El resto de los parámetros económicos son el costo de inversión, costo de operación, administración y mantenimiento (COMA); vida útil del proyecto y valor residual. El valor de estos parámetros fue obtenido revisando extensamente la literatura relacionada con la evaluación de proyectos eólicos. En la Tabla 5-1 se resume el resultado de la revisión, se presentan las respectivas fuentes y se destaca el valor utilizado. Para los costos de inversión y operación se ajustó modelos donde los costos unitarios dependen de la potencia del proyecto, para reflejar las economías de escala que encarecen a los proyectos que utilizan WTG menores a 1MW.

Tabla 5-1. Parámetros Económicos y referencias.

Parámetros	Valor	Conclusiones de la revisión	Referencia
Costos de operación, mantenimiento y administración	2,1% de la inversión total al año	Un modelo fue ajustado para COMA versus la potencia nominal del WTG Modelo*: $K_1 + A_1 \exp(-Ps_1)$ $K_1 = 1,5\%$, $A_1 = 3,5\%$, $s_1 = 0,085\%$	(Fazelpour et al. 2015; Colmenar-Santos et al. 2015; Schallenberg-Rodríguez & Notario-del Pino 2014; Nedaei et al. 2014; Caralis et al. 2014; Schallenberg-Rodriguez 2013; Diaf et al. 2013; Diaf & Notton 2013; Mohammadi & Mostafaeipour 2013; Ohunakin & Akinnawonu 2012; Adaramola et al. 2011; Rehman et al. 2011; Friedman 2010; Gökçek & Genç 2009; Hoogwijk et al. 2004; Rehman et al. 2003)
Costo de inversión	1500 USD/kW	Un modelo fue ajustado para inversión versus la potencia nominal del WTG Modelo* : $(K_1 + A_1 \exp(-Ps_1))(K_2 + A_2 \exp(-Ps_2))$ $K_1 = 1100$, $A_1 = 1400$, $s_1 = 0,0055$, $K_2 = 0,39$, $A_2 = 0,31$, $s_2 = 0,002$	(Kaldellis & Gavras 2000; Fazelpour et al. 2015; Mohammadi & Mostafaeipour 2013; Rehman et al. 2011; Rehman et al. 2003; Gökçek & Genç 2009; Diaf et al. 2013; Diaf & Notton 2013; Ohunakin & Akinnawonu 2012; Hoogwijk et al. 2004; Schallenberg-Rodríguez & Notario-del Pino 2014; Schallenberg-Rodriguez 2013; Nedaei et al. 2014; Colmenar-Santos et al. 2015; Friedman 2010; Adaramola et al. 2011; Xydis 2013; Caralis et al. 2014)
Horizonte de evaluación	20 años	La mayoría de las referencias usan 20 años. Un par usan 25 o 30 años	(Caralis et al. 2014; Friedman 2010; Schallenberg-Rodríguez & Notario-del Pino 2014; Schallenberg-Rodriguez 2013; Xydis 2013; Diaf et al. 2013; Marafia & Ashour 2003; Rehman et al. 2003; Rehman et al. 2011; Nedaei et al. 2014; Harijan et al. 2009; Hoogwijk et al. 2004; Gökçek & Genç 2009; Ohunakin & Akinnawonu 2012; Adaramola et al. 2011; Arslan 2010; Mohammadi & Mostafaeipour 2013; Fazelpour et al. 2015; Colmenar-Santos et al. 2015; Grassi et al. 2012)
Valor residual	5% de la inversión total	La mayoría de las referencias no consideran este factor. Alginas usan 5% y 10%	(Diaf et al. 2013; Rehman et al. 2011; Rehman et al. 2003; Nedaei et al. 2014; Harijan et al. 2009; Ohunakin & Akinnawonu 2012; Arslan 2010)

5.1.3 Método para la valoración de los proyectos eólicos

Para evaluar económicamente el impacto en los parques se utilizara el Valor Actual Neto (VAN) (Walter Short et al. 1995). Este es un método ampliamente usado para la evaluación de proyectos de cualquier tipo, siendo uno de los más utilizados para evaluar proyectos eólicos (Kelleher & Ringwood 2009; Xydis 2013; Mostafaeipour 2013; Mostafaeipour et al. 2014; Nedaei et al. 2014; Gass et al. 2011; Harijan et al. 2009; Ohunakin & Akinnawonu 2012; Mohammadi & Mostafaeipour 2013; Kanyako & Janajreh 2015; Kaldellis & Gavras 2000; Colmenar-Santos et al. 2015). El VAN (5.3) consiste en la valorización de flujos de caja futuros, actualizándolos a partir de la tasa de descuento del periodo correspondiente, la cual se asumió constante para esta evaluación.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (5.3)$$

Se denotan n , F_t , I_0 como el horizonte de evaluación (el cual típicamente en la literatura coincide con la vida útil (ver referencias de la Tabla 5-1), el flujo de caja en el año t , la inversión inicial del proyecto, respectivamente.

Las variaciones del VAN, están relacionadas con las variaciones en la producción de energía. Estas variaciones de la energía son calculadas del efecto de ENOS en el factor de planta correspondiente a las velocidades mensuales promedios de la Tabla 4-3 (Tabla 5-2).

Tabla 5-2. Factor de planta mensual correspondiente a las velocidades medias mensuales de la tabla 4-2.

	Promedio mensual del capacity factor % (Without losses)												Mean %
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
Loa	17,7	17,2	17,0	19,6	25,3	27,0	27,8	31,5	26,1	24,4	22,1	20,8	23,0
Calama	40,1	39,5	42,4	43,0	45,9	51,3	51,8	52,6	58,6	53,8	52,4	42,0	47,8
Taltal	22,2	24,3	26,8	35,1	71,0	79,8	81,2	76,9	77,3	57,7	39,6	29,7	51,8
Chañaral	34,8	35,3	34,1	35,5	34,9	38,8	41,9	49,7	47,8	39,2	27,8	36,7	38,0
Talínay	16,2	17,1	23,1	37,2	25,1	30,6	31,9	34,2	29,9	26,1	16,7	21,7	25,8
Canela	26,6	27,1	18,3	24,8	29,5	42,7	42,7	46,9	41,6	36,8	27,2	32,5	33,1
Totoral	23,3	23,0	16,1	16,9	18,7	34,2	35,2	37,9	34,9	31,7	25,4	30,3	27,3
Llay-Llay	26,4	27,1	20,2	13,6	8,9	9,6	10,6	11,9	14,7	23,2	27,6	29,3	18,6
Valparaíso	4	4,3	4,1	6,1	10,2	33,9	33,2	22,7	7,9	8,4	6,7	5,0	12,2
Ucuquer	20,6	21,4	20,0	22,1	26,4	45,7	43,8	39,4	23,7	23,9	25,9	22,2	27,9
Concepción	37,4	30,7	14,9	14,0	12,4	47,1	49,6	45,7	16,7	22,6	37,3	45,1	31,1
Arauco	85,4	81,9	39,1	33,3	35,1	38,5	39,4	35,5	25,9	53,6	72,8	83,1	52,0
Cuel	56,1	60,1	26,1	21,5	23,7	40,7	40,1	34,8	20,7	25,4	41,6	54,1	37,1
Curalinahue	59,8	59,6	21,5	19,4	22,9	40,0	40,4	35,0	22,5	36,9	55,0	62,1	39,6
Renaico	78,0	79,5	41,3	33,1	34,3	38,0	39,3	33,7	24,3	39,9	61,7	73,8	48,1
Lebu	49,9	54,7	29,6	27,5	31,0	52,8	52,2	45,8	18,8	38,4	53,2	51,9	42,1
Temuco	41,9	48,8	29,2	37,6	41,3	53,4	55,3	49,9	18,9	28,8	42,4	47,2	41,2
Valdivia	9,1	13,8	7,3	10,8	13,7	40,5	35,9	30,8	18,6	14,5	14,1	14,9	18,7
Purranque	30,1	36,3	39,1	53,2	68,4	80,5	78,1	75,9	49,7	39,3	41,3	42,1	52,8
Chiloé Norte	16,8	18,4	25,1	32,5	39,0	67,8	61,2	58,9	27,4	23,9	26,9	27,7	35,5
Chiloé Centro	33,2	32,9	26,3	35,4	44,7	69,6	65,4	67,2	41,9	36,5	41,7	46,7	45,1
Chiloé Sur	24,5	24,4	24,8	33,0	41,1	57,9	52,1	52,1	32,2	26,2	30,0	35,5	36,2
Mean %	34,3	35,3	24,8	27,5	32,0	46,4	45,9	44,0	30,9	32,3	35,9	38,8	35,7

5.2 Impacto de ENOS en la valoración de los proyectos eólicos en Chile

Con los parámetros anteriormente descritos se simula y valoriza el impacto de eventos de ENOS en distintos años de operación de un proyecto de un aerogenerador. Por ejemplo, ¿Qué pasaría si El Niño afecta el 1er año de operación del proyecto?, ¿Qué pasa si La Niña afecta el 3er año de operación del proyecto?, etc. Para esto se calcula el VPN (5.3), para cada evento de ENOS impactando en distintos años de la vida útil del proyecto (Figura 5-1).

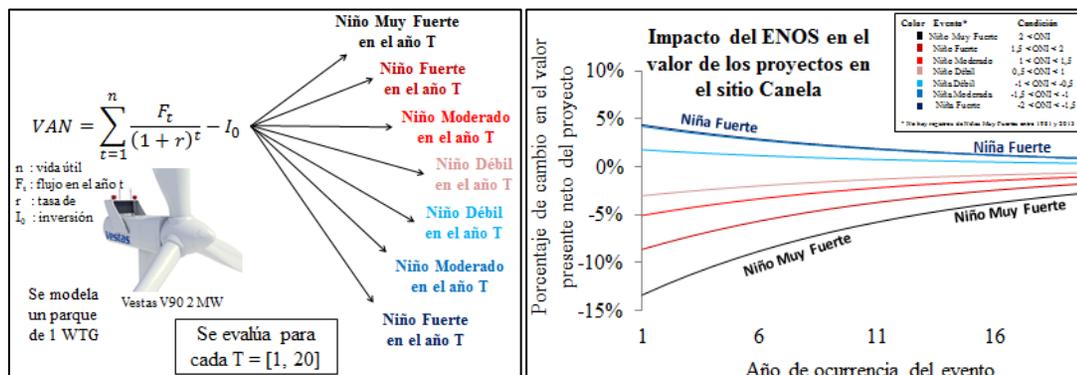


Figura 5-1. Esquema de la metodología de evaluación económica (izquierda) y variación del valor de un proyecto en Canela por evento de ENOS (derecha).

En los meses en que no hay registro de alguno de los eventos de El Niño o La Niña el efecto del evento se calculó de manera proporcional al evento más débil en los otros meses. Por ejemplo, para determinar el impacto de un Niño fuerte en febrero, donde no se tiene registro de tal evento pero si se tiene información de El Niño débil, se calcula el promedio de la razón entre El Niño fuerte y El Niño débil para los meses de enero, septiembre, octubre, noviembre y diciembre, donde se tienen registros de ambos eventos. Luego, el efecto de El Niño fuerte es estimado como el efecto de El Niño débil, ajustado por este factor. Este método se propone debido a que de no hacerlo y asumir cero por la falta de estadística, un evento de un Niño débil podría impactar más que un Niño fuerte en el total del año por el hecho de tener registros para todos los meses, a pesar que su efecto en el recurso es menor.

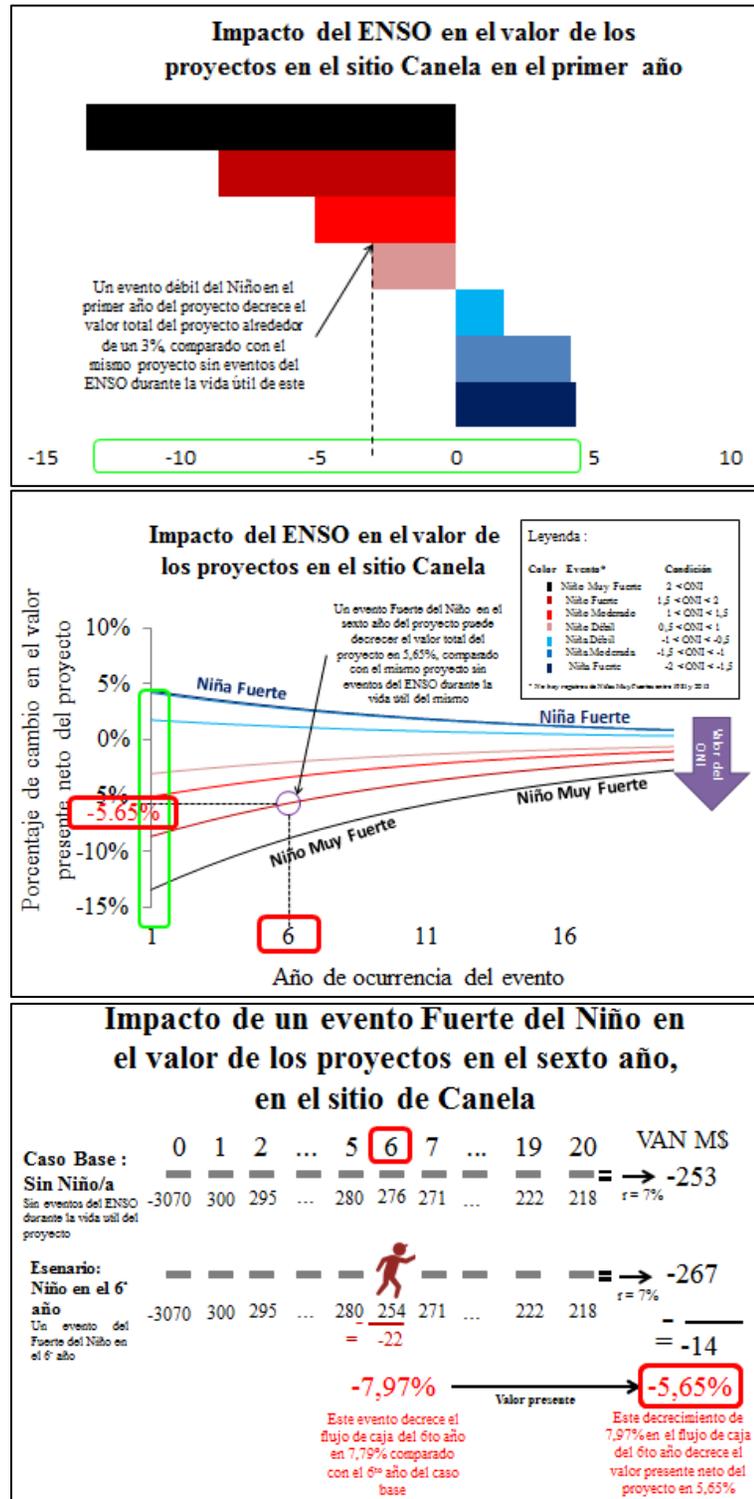


Figura 5-2. Ejemplo detallado del impacto de ENOS en la valoración de un proyecto en el sitio Loa.

La Figura 5-2 presenta el efecto de las distintas intensidades de ENOS en el VPN de un proyecto en el sitio Loa para distintos años de ocurrencia del evento. La variación porcentual del VPN está en relación al mismo proyecto con ausencia de eventos de ENOS a lo largo de la vida útil del mismo. De esta manera se permite visualizar como el impacto económico de algún evento se reduce en la medida que este ocurre más lejos en el futuro. Adicionalmente se muestra en detalle el impacto para el primer año, de manera de poder comparar el efecto de las distintas intensidades. Se muestra para el resto de los sitios el impacto económico de ENOS (Figura 5-3).

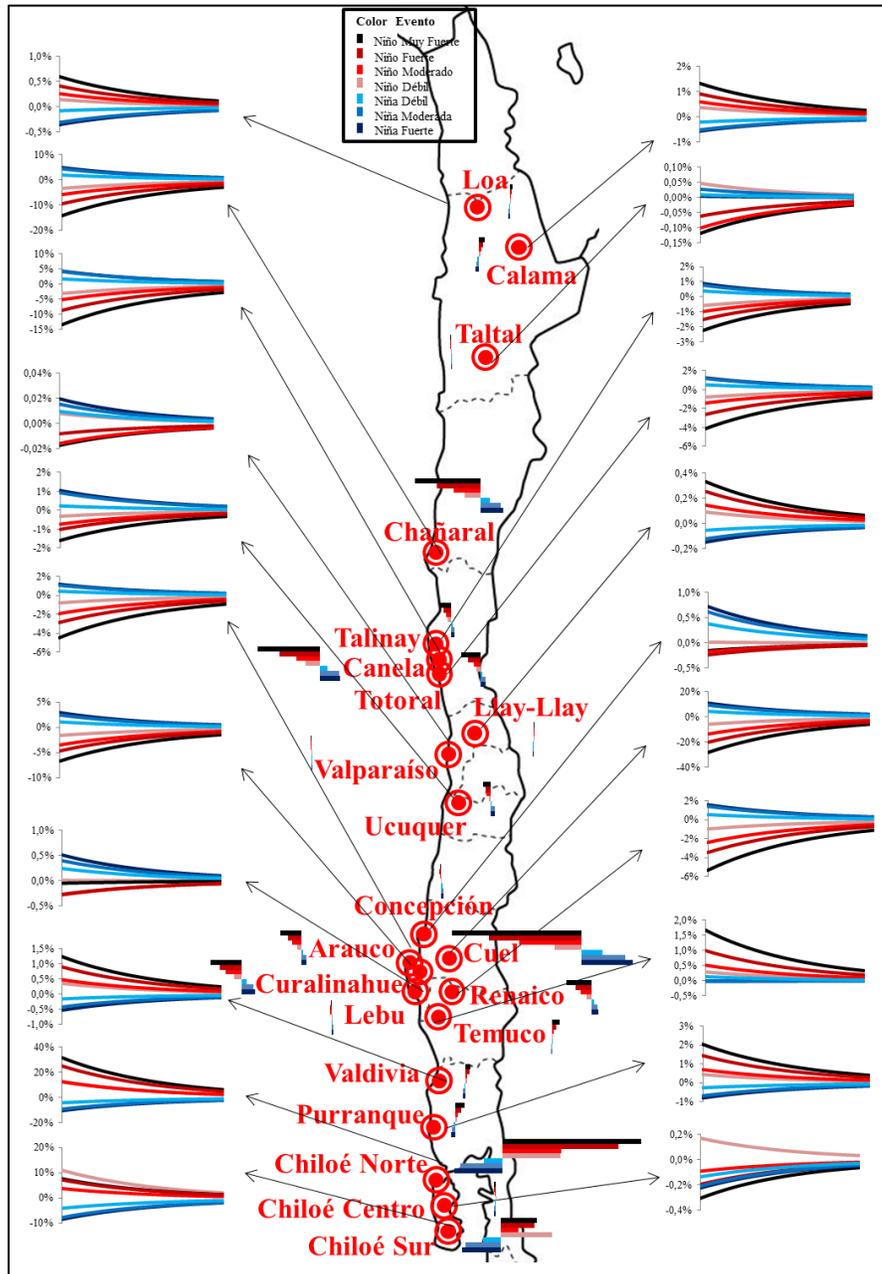


Figura 5-3. Efecto de ENOS en el valor presente neto de los proyectos para diferentes años.

Para interpretar adecuadamente esos resultados se debe tener en consideración que un proyecto puede ser impactado alrededor de 3 a 4 veces por alguno de los eventos de ENOS, afectando tanto negativa como positivamente según sea la combinación temporal

de eventos (Figura 5-4). Sin embargo durante el último tiempo la frecuencia de El Niño ha aumentado respecto a La Niña. Esto es muy importante a considerar en un proyecto, ya que si este es afectado negativamente en términos energéticos por El Niño, ENOS es un factor que debe ser considerado para el desarrollo de proyectos en esa área. Por otro lado se puede ver que la clasificación de sitios hecha en el capítulo anterior no necesariamente calza con la el impacto en el valor. Esto se debe a que los efectos son distintos en términos netos dependiendo de la velocidad media del viento en el sitio a lo largo del año o de su factor de planta. Un 20% más en la velocidad del viento en enero, no es lo mismo si la velocidad promedio para enero es 5 m/s o 9 m/s, donde además esta diferencia se amplifica aún más si se traduce en energía.

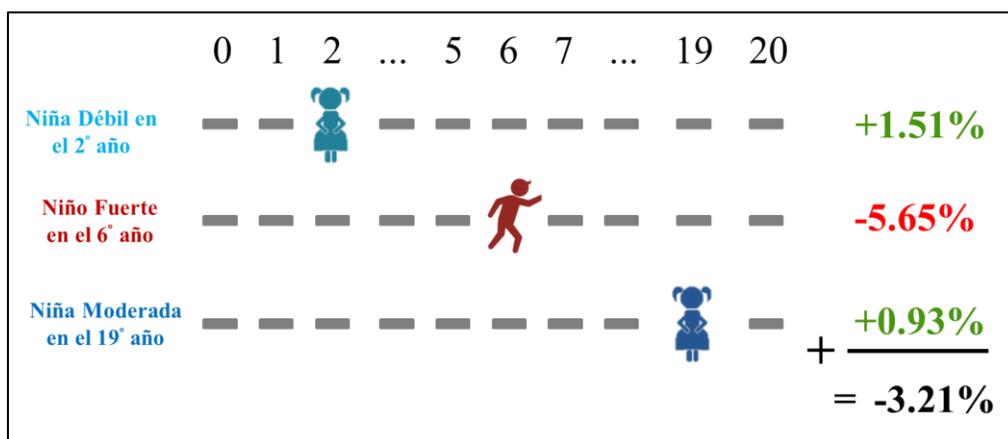


Figura 5-4. Ejemplo del impacto de tres eventos de ENOS durante la vida útil del proyecto.

Cuel y Chiloé Norte son un sitios especiales ya que el impacto de un evento de El Niño puede variar en alrededor de un 30% el valor de un proyecto. Esto se debe a que tiene un recurso tal, que provoca que las variaciones del viento se dupliquen para la generación.

Como se dijo anteriormente, durante la vida útil de un proyecto ocurren varios eventos de ENOS, y si bien los impactos económicos de un evento son grandes, el impacto neto de ENOS dependerá de la combinación de eventos y del momento en que estos ocurran. En el sitio de Temuco todos los eventos de ENOS tienen un efecto positivo en el valor de los proyectos. Esto no quiere decir que ENOS no pueda decrecer la velocidad del viento durante un mes en específico, si no que el efecto neto durante un año es positivo en términos económicos. Este beneficio de ENOS es bajo, alcanzando valores un poco menores a 2% para eventos muy fuertes de El Niño. Esta situación en estos parques permitiría ofrecer bajo contrato un suministro base y un adicional bajo condiciones especiales relacionadas con la presencia del Niño/Niña. Cabe destacar que este sitio especial presenta un potencial importante, donde la velocidad media sin la presencia de ENOS es de 7,5 m/s.

En los sitios Loa, Taltal, Valparaíso, Llay-Llay, Lebu, y Chiloé Centro el impacto de ENOS es relativamente bajo. Esto es especialmente así para Valparaíso, donde eventos extremos como un Niño Muy Fuerte, impacta menos de 0,02% en el valor de los proyectos, si es que este ocurre en el primer año, lo que lo hace prácticamente inmune al ENOS. Una cosa importante a destacar es que tanto Taltal, Lebu y Chiloé Centro presentan velocidades medias bastante altas (8,6 m/s, 7,4 m/s y 8,3 m/s respectivamente), lo cual aumenta su atractivo como potencial eólico ya que se cuenta con un potencial considerable y además baja variabilidad (al menos respecto a la variabilidad relacionada con ENOS), y por lo tanto de menor riesgo.

En los sitios elegidos pertenecientes a la costa de la 4ta región, compuesto por Talinay, Totoral, Canela y Chañaral, hay un fuerte impacto negativo de El Niño entre septiembre y diciembre. Este impacto en términos anuales es considerable, lo cual se puede constatar en cómo impacta la fase de El Niño en el valor de un proyecto, puede alcanzar un 14%. Esto explicaría el menor rendimiento respecto al esperado (Santana et al. 2014), ya que ha aumentado la intensidad de eventos de El Niño respecto a La Niña en los últimos 100 años, posiblemente debido al calentamiento global (Yeo & Kim 2014).

6. CONCLUSIONES

Este es el primer trabajo en cuantificar el impacto de ENOS en la generación de la energía eólica y valoración de proyectos eólicos, encontrándose solamente una publicación que cuantifica la relación de ENOS con el viento, para América del Norte y desde un punto de geofísico (Hamlington et al. 2015). Este último estudio ha sido pionero en la aplicación de la descomposición de CSEOF para la identificación del efecto de ENOS sobre el viento, sirviendo de base metodológica para el presente artículo.

La variabilidad interanual (MAC) junto con ENOS son las oscilaciones que mayormente explican la variabilidad total del viento de los sitios (Ver Anexo C: Variabilidad explicada por ENOS). Su estudio e incorporación en la predicción del recurso es de alta importancia para una adecuada evaluación, tanto de la rentabilidad esperada como del riesgo asociado a los proyectos. En particular, el estudio de estas oscilaciones permite evaluar y caracterizar de mejor manera el riesgo en los proyectos eólicos, además de abrir la posibilidad de desarrollar una mejor planificación a horizontes de corto, mediano y largo plazo, internalizando de una vez el efecto del Niño o la Niña en el sistema en las escalas de tiempo anteriores.

Esta metodología es en principio aplicable a cualquier señal relacionada con el clima (e.g. viento, temperatura, presión, humedad, nivel del mar, radiación, etc.). En particular, es posible utilizarla para identificar la variabilidad de las características estadísticas del viento. Un potencial ejemplo de esto podría ser la aplicación de la descomposición

CSEOF al valor mensual de los parámetros de la distribución Weibull de cada mes. Esto permitiría eventualmente explicar cómo cambia la distribución del viento dentro de cada mes en función de las distintas oscilaciones climáticas. Esto permitiría calcular con mayor precisión la generación mensual a partir de la velocidad media del viento, alcanzando una mayor precisión en la evaluación económica y del riesgo de los proyectos.

6.1 Análisis espacio temporal del efecto global de El Niño y La Niña en el recurso eólico Chileno

El impacto de ENOS es particularmente importante en primavera en Chile, pudiendo incrementar o disminuir la velocidad promedio mensual del viento dependiendo del sitio. Este trabajo muestra este impacto en diversos sitios de importancia para el desarrollo de proyectos, estableciéndose que la resolución utilizada es suficiente para comprender como estos fenómenos impactan a lo largo de Chile. Esto es posible gracias a la fuerte dependencia que se observa entre el efecto de las oscilaciones y la latitud.

El Niño, la fase cálida de ENOS, reduce los vientos y la producción energética de los parques en la mayoría de los sitios del centro-norte del país donde existen parques operativos, así como zonas de potencial eólico no explotado aun (Ver Figura 6-1). Sin embargo, la magnitud de esta variación y el signo dependen del sitio analizado y del mes en que este fenómeno se presenta. El Niño, cuando se presenta, impacta la velocidad del viento más de un 4% para el 26% de los meses analizados, e impacta menos de 12%

para el 97% de los meses. Sin embargo, estos impactos son mucho mayores cuando se observan algunos meses en particular.

La Niña es la fase fría de ENOS, y su efecto es opuesto en signo al de El Niño para un determinado mes, pero no necesariamente igual en magnitud. La Niña impacta la velocidad del viento más de un 2% para el 98% de los meses y para el 98% de los sitios esta variación no supera el 6%. En los sitios donde hay presencia de parques eólicos el efecto de La Niña suele incrementar el recurso aunque su efecto en esos lugares suele ser de una intensidad menor en comparación al impacto de El Niño.

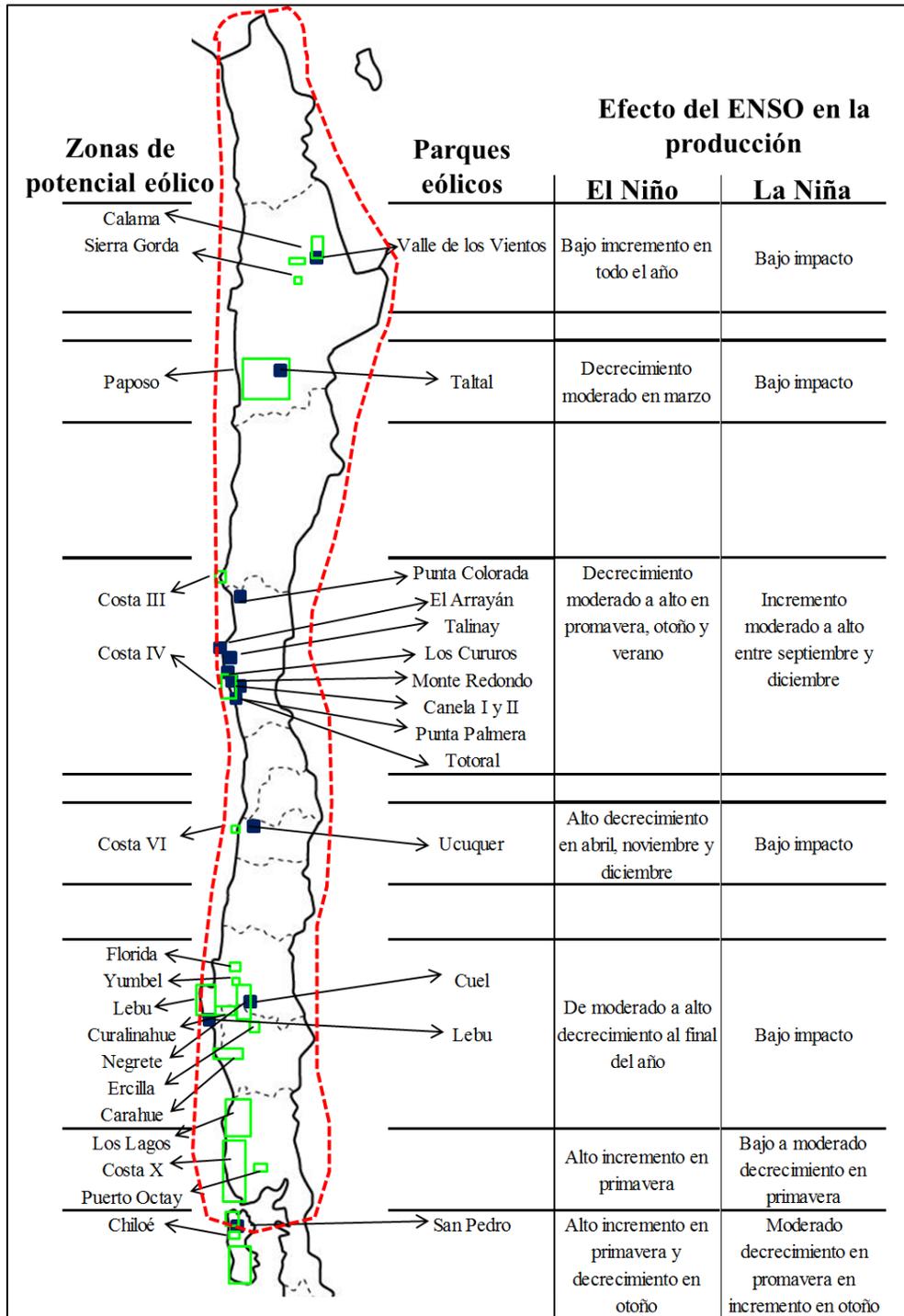


Figura 6-1. Efecto de ENOS en la producción de energía en las zonas con parques eólicos (azul) y potencial eólico (verde). La línea punteada indica las áreas geográficas influenciadas por ENOS según (National Weather Services 2015).

En la costa centro norte de Chile, IV región, donde se sitúan los proyectos Canela, Punta Colorada, El Arrayan, Talinay, Los Cururos, Monte Redondo, Punta Palmera y Totoral; tanto El Niño como La Niña tienen intensidades altas entre septiembre y diciembre. Durante estas estaciones, El Niño decrece la producción energética en promedio 11%, el cual puede llegar hasta un 17% para eventos fuertes o muy fuertes. La Niña tiene el efecto contrario, aunque con una intensidad levemente menor, aumentando la producción eólica en promedio un 5%, alcanzando un 8% para los eventos intensidad fuerte.

En el sur de Chile, entre las regiones VIII y IX se encuentran instalados los parques eólicos Cuel y Lebu, además de existir un alto potencial eólico que abarca gran parte de la costa y de los valles cercanos. En esta extensa zona, El Niño y La Niña no presentan impactos significativos en la mayor parte del año, donde eventos fuertes apenas varían la producción en 12%. Sin embargo, se presenta un fuerte decrecimiento de la producción a causa de El Niño en abril, el cual alcanza en promedio un 42% para un evento moderado. Se desconoce el efecto que tendría un evento muy fuerte dado que no existen registros de mayor intensidad en abril para el periodo analizado, pero se esperaría que el impacto fuese mayor.

En Chile los meses que presentan una mayor sensibilidad al ENOS son mayo y abril. Un 50% de los meses de abril con la presencia de El Niño tienen variaciones que superan el 4% de la producción, mientras que este umbral es superado en presencia de La Niña para un 55% de los meses de abril. Por el contrario, agosto y junio son los meses donde ENOS tiene una menor influencia en la producción eólica. En presencia de El Niño para

86% de los meses de agosto la energía varía menos de un 2% y para Junio, La Niña afecta menos que un 1% en todo el periodo. Todos estos impactos se resumen en la Tabla 6-1.

Tabla 6-1. Meses más y menos sensibles a la influencia de ENOS.

Fase	Mes más sensible	Mes menos sensible
El Niño	Abril: 50% de los meses superan un cambio de 4% en la producción energética	Agosto: 86% de los meses no superan un cambio de 2% en la producción energética
La Niña	Mayo: 55% de los meses superan un cambio de 4% en la producción energética	Junio: en todos los meses no superan un cambio de 1% en la producción energética

6.2 Importancia de El Niño-Oscilación del Sur en la predicción de corto a largo plazo del recurso eólico

El ENOS tiene un gran efecto en el valor de los proyectos eólicos (ver Figura 6-2). Inclusive eventos débiles y moderados pueden modificar el destino económico de un proyecto. El 34% de los eventos más débiles de ENOS pueden variar el valor presente de un proyecto en más de un 2% si es que impactan en el primer año del proyecto eólico. De estos, cerca de un 14% pueden variar la valoración en más de un 6%. El 95% de los eventos débiles de ENOS alcanzan una máxima variación de 16% en el valor de un proyecto. Para los eventos moderados de ENOS, en un 34% de los sitios afecta más que un 2% en el valor de los proyectos y un 14% de los sitios supera un 8% de variación. Tanto los eventos débiles como medios o moderados tienen una tasa de ocurrencia no

despreciable, por lo que las cifras anteriores establecen la gran importancia de incluir ENOS explícitamente en la predicción del recurso para la evaluación económica.

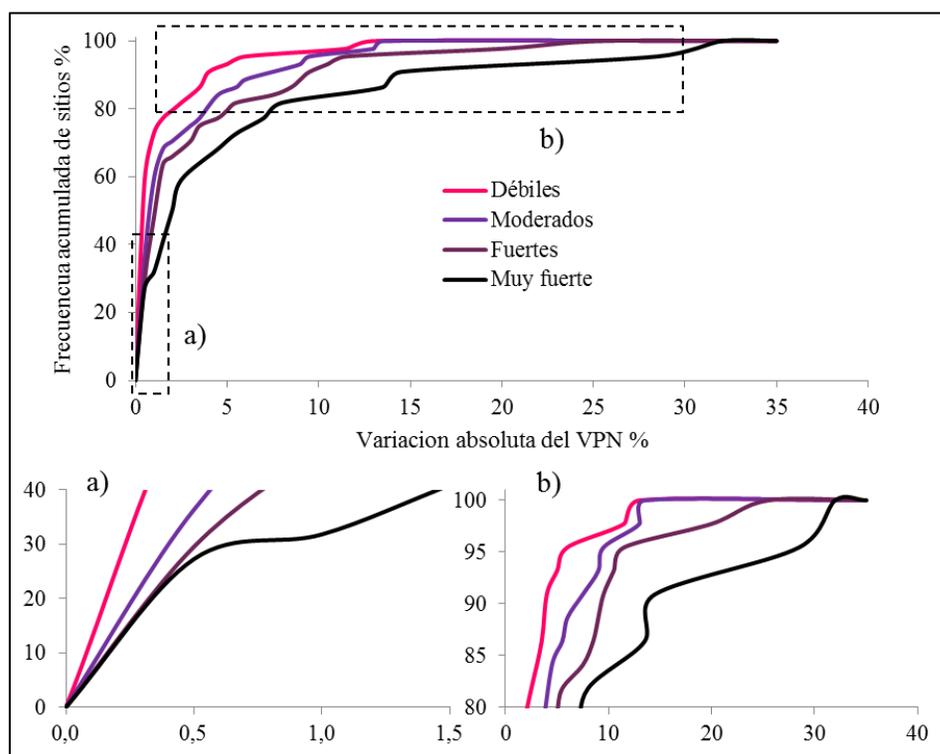


Figura 6-2. Frecuencia acumulada de proyectos según la variación absoluta de su valor económico. Se destaca el primer 40% menos sensible (a) y el 20% más sensible (b).

ENOS es un factor importante en la toma de decisiones de inversión de proyectos eólicos. El nivel de influencia que tenga está directamente relacionado con la calidad de las predicciones de los eventos del ENOS. Existen numerosos modelos para la predicción del ENOS (IRI 2016). Sin embargo, la calidad de estos y su efectividad para predecir eventos es un tema pendiente que no será discutido en esta investigación. Sin embargo, queda establecido que la utilidad potencial de este trabajo depende de ello.

La inclusión de ENOS en los métodos de predicción y evaluación del recurso eólico es de gran importancia para la mayoría de los sitios analizados. Las técnicas de predicción eólica y de producción energética utilizadas actualmente por los operadores de sistemas eléctricos y en la literatura, no incorporan explícitamente los fenómenos de La Niña y El Niño, por lo cual se puede subestimar o sobreestimar la producción energética que proviene del parque eólico. La alta sensibilidad en el valor que presentan los parques eólicos al ENOS se debe principalmente a la duración de los proyectos eólicos, la cual típicamente se establece en al menos 20 años, por lo cual son impactados varias veces por estas oscilaciones.

La capacidad de los métodos utilizados típicamente en la industria (MCP por ejemplo) de incorporar al ENOS tiene directa relación con el largo de los registros utilizados para predecir. Sin embargo, debido a que estos métodos asumen que las propiedades estadísticas se repiten en el futuro, no considera eventos que no han ocurrido dentro del registro. Una de las ventajas del uso de las CSEOF es que extraen el proceso físico de manera “empírica”. Por este motivo es capaz de predecir cómo afectaría una situación del ENOS que no ocurrió en el registro.

Cuantificar el impacto que tiene utilizar los métodos tradicionalmente utilizados por la industria como el MCP respecto a utilizar otras técnicas como el análisis CSEOF es un desafío pendiente. Sin embargo, se destaca la potencial importancia de cuantificar este error o diferencia. De todos modos se requiere desarrollar técnicas de predicción que incluyan ENOS u otras oscilaciones climáticas explícitamente, para la adecuada evaluación del potencial de los sitios. Sin embargo, para que los métodos de predicción

incluyan ENOS de mejor forma se requiere de registros de mayor data que las mediciones utilizadas típicamente. Si bien en este trabajo se presentó una metodología para manejar el problema de registros cortos (menores a 35 años); la efectividad de este método mejora al tener registros de mayor longitud.

Para efectos de operación de corto y mediano plazo, es importante saber en qué momento impactaran los fenómenos de El Niño y La Niña, así como su intensidad. Este trabajo estima el impacto que tienen distintas intensidades de ENOS en la producción eólica, permitiendo estimar con mayor certeza la producción energética del mes siguiente. Esto es posible debido a que el índice ONI presenta un cierto nivel de inercia, por lo que no cambia abruptamente mes a mes, debido a que este índice está relacionado con la temperatura del mar. Este nivel de predictibilidad puede ser una herramienta para que los operadores de los sistemas eléctricos mejoren su planificación de los próximos meses. De igual manera, esta mayor predictibilidad puede ser utilizada en los contratos, añadiendo cláusulas que incluyan al ENOS como un factor importante. Para esto se debiese determinar mecanismos que busquen evitar que algunas de las partes asuman riesgos ineficientemente o más riesgo sin una compensación acorde a estos. Esto podría ser por ejemplo, fijando un precio menor a la energía extra producto de un evento de La Niña. Este análisis respecto al ENOS puede ser extendido a una mayor resolución (como por ejemplo semanal) de manera de eventualmente identificar variaciones en la generación de corto plazo producto de ENOS. Este nivel de resolución en la predicción posibilitaría una mayor flexibilidad en cuanto la operación del sistema y en los contratos de suministros.

BIBLIOGRAFIA

- Adaramola, M.S., Paul, S.S. & Oyedepo, S.O., 2011. Assessment of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems in north-central Nigeria. *Energy Conversion and Management*, 52(12), pp.3363–3368. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2011.07.007>.
- Arslan, O., 2010. Technoeconomic analysis of electricity generation from wind energy in Kutahya, Turkey. *Energy*, 35(1), pp.120–131. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2009.09.002>.
- AWS Truepower, 2012. *Block Island Wind Farm Energy Production Estimate*,
- Briggs, K.R., 2006. ENSO Event Reproduction: A Comparison of an EOF vs. a Cyclostationary (CSEOF) Approach. , p.63. Available at: <http://diginole.lib.fsu.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=3069&context=etd>.
- Bustos, C. & Watts, D., 2016. Financial Risk Reduction in Photovoltaic Projects through oceanatmospheric oscillations modelling. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*.
- Caralis, G. et al., 2014. Profitability of wind energy investments in China using a Monte Carlo approach for the treatment of uncertainties. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40(0), pp.224–236. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114006418> \nhttp://ac.els-cdn.com/S1364032114006418/1-s2.0-S1364032114006418-main.pdf?_tid=ab9a16c6-5e8e-11e4-bd96-00000aab0f6c&acdnat=1414492938_98422e37731f45e9544eccc87eb0601.
- Carta, J. a., Velázquez, S. & Cabrera, P., 2013. A review of measure-correlate-predict (MCP) methods used to estimate long-term wind characteristics at a target site. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 27, pp.362–400. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.07.004>.
- CDEC SIC, 2015. Operación Real 2015. Available at: <http://www.cdecsic.cl/> [Accessed December 20, 2015].
- CDEC SING, 2015. Resumen Ejecutivo de la Operación Año 2015. Available at: <http://cdec2.cdec-sing.cl/> [Accessed December 20, 2015].
- CNE, 2015. Capacidad instalada de en Chile. , p.1. Available at: <http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad> [Accessed December 20, 2015].

CNE, 2014. Precios de nudo SIC - SING - Aysén y Magallanes [Node prices SIC-SING-SMA-SMM]. Available at: <http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>.

Colmenar-Santos, A. et al., 2015. Repowering: An actual possibility for wind energy in Spain in a new scenario without feed-in-tariffs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, pp.319–337. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114007175>.

Colmenar-Santos, A. et al., 2014. Simplified Analysis of the Electric Power Losses for On-Shore Wind Farms Considering Weibull Distribution Parameters. *Energies*, 7(11), pp.6856–6885. Available at: <http://www.mdpi.com/1996-1073/7/11/6856/>.

Córdoba-Machado, S. et al., 2015. Assessing the impact of El Niño Modoki on seasonal precipitation in Colombia. *Global and Planetary Change*, 124, pp.41–61. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0921818114002227>.

Damodaran, A., 2015. Damodaran`s Web Page. Available at: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/> [Accessed October 16, 2015].

Davy, R.J. & Troccoli, A., 2012. Interannual variability of solar energy generation in Australia. *Solar Energy*, 86, pp.3554–3560.

Diaf, S. & Notton, G., 2013. Technical and economic analysis of large-scale wind energy conversion systems in Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19, pp.37–51. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.026>.

Diaf, S., Notton, G. & Diaf, D., 2013. Technical and Economic Assessment of Wind Farm Power Generation at Adrar in Southern Algeria. *Energy Procedia*, 42, pp.53–62. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610213017074>.

Fazelpour, F. et al., 2015. Assessment of wind energy potential and economics in the north-western Iranian cities of Tabriz and Ardabil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, pp.87–99. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115000556>.

Fernández, H.W. & Fernández, B., 2002. The influence of ENSO in the precipitation regime in southern South America. *Ingeniería Hidráulica en México*, 17(3), pp.5–16.

Fortes Westin, F., Santos, M.A. Dos & Duran Martins, I., 2014. Hydropower expansion and analysis of the use of strategic and integrated environmental assessment tools in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 37, pp.750–761. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.04.071>.

- Friedman, P.D., 2010. Evaluating economic uncertainty of municipal wind turbine projects. *Renewable Energy*, 35(2), pp.484–489. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2009.07.012>.
- García-Bustamante, E. et al., 2009. A comparison of methodologies for monthly wind energy estimation. *Wind Energy*, 12(7), pp.640–659. Available at: <http://dx.doi.org/10.1002/we.315>.
- Gardner, W. a., Napolitano, A. & Paura, L., 2006. Cyclostationarity: Half a century of research. *Signal Processing*, 86(4), pp.639–697. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0165168405002409>.
- Gass, V. et al., 2011. Assessing the effect of wind power uncertainty on profitability. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(6), pp.2677–2683. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111000736>.
- Gökçek, M. & Genç, M.S., 2009. Evaluation of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems (WECSs) in Central Turkey. *Applied Energy*, 86(12), pp.2731–2739. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.03.025>.
- Graham, N.E. et al., 2006. Simulating the value of El Niño forecasts for the Panama Canal. *Advances in Water Resources*, 29(11), pp.1665–1677. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0309170805002964>.
- Grassi, S., Chokani, N. & Abhari, R.S., 2012. Large scale technical and economical assessment of wind energy potential with a GIS tool: Case study Iowa. *Energy Policy*, 45, pp.73–85. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.01.061>.
- Grassi, S., Junghans, S. & Raubal, M., 2014. Assessment of the wake effect on the energy production of onshore wind farms using GIS. *Applied Energy*, 136, pp.827–837.
- GRID-Arendal, 2003. Climate impacts of El Nino Phenomenon in Latin America and the Caribbean. Available at: <http://www.grida.no/publications/vg/lac/page/2753.aspx> [Accessed December 22, 2015].
- Hamlington, B.D. et al., 2015. Effects of climate oscillations on wind resource variability in the United States. *Geophysical Research Letters*, 42, pp.145–152. Available at: <http://doi.wiley.com/10.1002/2014GL062370>.
- Hamlington, B.D., Leben, R.R., Nerem, R.S., Han, W., et al., 2011. Reconstructing sea level using cyclostationary empirical orthogonal functions. *Journal of Geophysical Research*, 116(C12), pp.1–17.

- Hamlington, B.D., Leben, R.R., Nerem, R.S. & Kim, K.Y., 2011. The effect of signal-to-noise ratio on the study of sea level trends. *Journal of Climate*, 24, pp.1396–1408.
- Hamlington, B.D., Leben, R.R. & Kim, K.Y., 2012. Improving sea level reconstructions using non-sea level measurements. *Journal of Geophysical Research: Oceans*, 117(10), pp.1–14.
- Hannachi, A., Jolliffe, I.T. & Stephenson, D.B., 2007. Empirical orthogonal functions and related techniques in atmospheric science: A review. *International Journal of Climatology*, 27(9), pp.1119–1152. Available at: http://cdiac.esd.ornl.gov/oceans/GLODAP/glodap_pdfs/Thermohaline.web.pdf.
- Harijan, K. et al., 2009. Assessment of centralized grid connected wind power cost in coastal area of Pakistan. *Renewable Energy*, 34(2), pp.369–373. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2008.05.001>.
- Hoogwijk, M., de Vries, B. & Turkenburg, W., 2004. Assessment of the global and regional geographical, technical and economic potential of onshore wind energy. *Energy Economics*, 26(5), pp.889–919. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988304000246>.
- IEA, 2015. Snapshot of Global PV Markets 2014. , pp.1–16. Available at: http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/technical/PVPS_report_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2014.pdf.
- IRI, 2016. International Research Institute for Climate and Society ENSO Forecast. Available at: <http://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/> [Accessed January 26, 2016].
- Jerez, S. et al., 2013. The Impact of the North Atlantic Oscillation on Renewable Energy Resources in Southwestern Europe. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 52(10), pp.2204–2225. Available at: <http://journals.ametsoc.org/doi/abs/10.1175/JAMC-D-12-0257.1>.
- Kaldellis, J.K. & Gavras, T.J., 2000. The economic viability of commercial wind plants in Greece. A complete sensitivity analysis. *Energy Policy*, 28(8), pp.509–517.
- Kanyako, F. & Janajreh, I., 2015. Implementation and economical study of HAWT under different wind scenarios. *Sustainable Cities and Society*, 15, pp.153–160. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2210670714001176>.
- Kelleher, J. & Ringwood, J. V., 2009. A computational tool for evaluating the economics of solar and wind microgeneration of electricity. *Energy*, 34(4), pp.401–409.

- Kim, K.-Y. & Chung, C., 2001. On the Evolution of the Annual Cycle in the Tropical Pacific. *Journal of Climate*, 14(5), pp.991–994. Available at: [http://journals.ametsoc.org/doi/abs/10.1175/1520-0442\(2001\)014<0991:OTEOTA>2.0.CO;2](http://journals.ametsoc.org/doi/abs/10.1175/1520-0442(2001)014<0991:OTEOTA>2.0.CO;2).
- Kim, K.-Y. & North, G.R., 1997. EOFs of Harmonizable Cyclostationary Processes. *Journal of the Atmospheric Sciences*, 54(19), pp.2416–2427.
- Kim, K.-Y., North, G.R. & Huang, J., 1996. EOFs of One-Dimensional Cyclostationary Time Series: Computations, Examples, and Stochastic Modeling. *Journal of the Atmospheric Sciences*, 53(7), pp.1007–1017.
- Lackner, M. a., Rogers, a. L. & Manwell, J.F., 2007. Uncertainty analysis in wind resource assessment and wind energy production estimation. *45th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, pp.1–16. Available at: <http://arc.aiaa.org/doi/pdf/10.2514/6.2007-1222>.
- Marafia, a. H. & Ashour, H. a., 2003. Economics of off-shore/on-shore wind energy systems in Qatar. *Renewable Energy*, 28, pp.1953–1963.
- Ministerio de Energía, 2013. Campaña de medición del recurso Eólico y Solar. Available at: <http://ernc.dgf.uchile.cl/mediciones/> [Accessed December 20, 2015].
- Ministerio de Energía, 2012. Explorador Eólico. *Explorador Eólico*. Available at: <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/> [Accessed December 20, 2015].
- Mohammadi, K. & Mostafaeipour, A., 2013. Economic feasibility of developing wind turbines in Aligoodarz, Iran. *Energy Conversion and Management*, 76, pp.645–653. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2013.06.053>.
- Mostafaeipour, A. et al., 2014. An analysis of wind energy potential and economic evaluation in Zahedan, Iran. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, pp.641–650. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S136403211300765X>.
- Mostafaeipour, A., 2013. Economic evaluation of small wind turbine utilization in Kerman, Iran. *Energy Conversion and Management*, 73, pp.214–225. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2013.04.018>.
- Na, H. et al., 2010. Interannual variability of the Korea Strait Bottom Cold Water and its relationship with the upper water temperatures and atmospheric forcing in the Sea of Japan (East Sea). *Journal of Geophysical Research: Oceans*, 115(9), pp.1–11.

National Weather Services, 2015. Climate Prediction Center. Available at: http://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ensoyears.shtml [Accessed December 10, 2015].

Nedaei, M., Assareh, E. & Biglari, M., 2014. An extensive evaluation of wind resource using new methods and strategies for development and utilizing wind power in Mahshahr station in Iran. *Energy Conversion and Management*, 81(June 2012), pp.475–503. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890414001447>.

Oh, J.H., Kim, K.Y. & Lim, G.H., 2012. Impact of MJO on the diurnal cycle of rainfall over the western Maritime Continent in the austral summer. *Climate Dynamics*, 38(5-6), pp.1167–1180.

Ohunakin, O.S. & Akinnawonu, O.O., 2012. Assessment of wind energy potential and the economics of wind power generation in Jos, Plateau State, Nigeria. *Energy for Sustainable Development*, 16(1), pp.78–83. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.esd.2011.10.004>.

Oliver, A., 2010. El Niño Southern Oscillation , Climate Indices & their relationship with Wind Speed in the Texas panhandle Characteristics of El Niño Measurement of El Niño / La Niña strength. , p.12.

Oses, N., 2015. Análisis espacial y temporal de la generación agregada de proyectos eólicos en los sistemas eléctricos en Chile.

Palomino Cuya, D.G. et al., 2013. A GIS-based assessment of maximum potential hydropower production in La Plata basin under global changes. *Renewable Energy*, 50, pp.103–114. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.06.019>.

Phillips, M.R., Rees, E.F. & Thomas, T., 2013. Winds, sea levels and North Atlantic Oscillation (NAO) influences: An evaluation. *Global and Planetary Change*, 100, pp.145–152. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0921818112002007>.

Poveda, G., Álvarez, D.M. & Rueda, Ó. a., 2011. Hydro-climatic variability over the Andes of Colombia associated with ENSO: a review of climatic processes and their impact on one of the Earth's most important biodiversity hotspots. *Climate Dynamics*, 36(11-12), pp.2233–2249. Available at: <http://link.springer.com/10.1007/s00382-010-0931-y>.

Pozo-Vázquez, D. et al., 2004. NAO and solar radiation variability in the European North Atlantic region. *Geophysical Research Letters*, 31, p.n/a–n/a.

Prasad, A.A., Taylor, R.A. & Kay, M., 2015. Assessment of direct normal irradiance and cloud connections using satellite data over Australia. *Applied Energy*, 143, pp.301–311.

Rehman, S., Ahmad, A. & Al-Hadhrami, L.M., 2011. Development and economic assessment of a grid connected 20MW installed capacity wind farm. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1), pp.833–838. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110002923>.

Rehman, S., Halawani, T.O. & Mohandes, M., 2003. Wind power cost assessment at twenty locations in the Kingdom of Saudi Arabia. *Renewable Energy*, 28, pp.573–583.

Ronchail, J. & Gallaire, R., 2006. ENSO and rainfall along the Zongo valley (Bolivia) from the Altiplano to the Amazon basin. *International Journal of Climatology*, 26(9), pp.1223–1236.

Santana, C. et al., 2014. *Energías Renovables en Chile. El Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé.*, Available at: http://www.minenergia.gob.cl/archivos_bajar/Estudios/Potencial_ER_en_Chile_AC.pdf.

Schallenberg-Rodríguez, J., 2013. A methodological review to estimate techno-economical wind energy production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21, pp.272–287. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032112007356>.

Schallenberg-Rodríguez, J. & Notario-del Pino, J., 2014. Evaluation of on-shore wind techno-economical potential in regions and islands. *Applied Energy*, 124, pp.117–129. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261914001949>.

SII, 2015. Impuesto a la Renta de Primera Categoría. Available at: http://www.sii.cl/aprenda_sobre_impuestos/impuestos/imp_directos.htm [Accessed December 20, 2015].

Soito, J.L.D.S. & Freitas, M.A.V., 2011. Amazon and the expansion of hydropower in Brazil: Vulnerability, impacts and possibilities for adaptation to global climate change. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(6), pp.3165–3177. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032111001432>.

Staffell, I. & Green, R., 2014. How does wind farm performance decline with age? *Renewable Energy*, 66, pp.775–786. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148113005727>.

The World Bank, 2012. World DataBank. Available at: <http://databank.worldbank.org/data/reports.aspx?source=2&type=metadata&series=EG.ELC.HYRO.ZS> [Accessed December 20, 2015].

Trenberth, K.E., Stepaniak, D.P. & Smith, L., 2005. Interannual variability of patterns of atmospheric mass distribution. *Journal of Climate*, 18(15), pp.2812–2825.

Vespremeanu-stroe, A., Cheval, S. & Tătui, F., 2012. The Wind Regime of Romania – Characteristics , Trends and North Atlantic Oscillation Influences. , XI(2), pp.118–126.

Walter Short, Daniel J. Packey & Thomas Holt, 1995. *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*, Available at: <http://www.nrel.gov/docs/legosti/old/5173.pdf>.

Watts, D., Albornoz, C. & Watson, A., 2015. Clean Development Mechanism (CDM) after the first commitment period: Assessment of the world's portfolio and the role of Latin America. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, pp.1176–1189. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S136403211400598X>.

Wu, Z. et al., 2008. The modulated annual cycle: an alternative reference frame for climate anomalies. *Climate Dynamics*, 31(7-8), pp.823–841. Available at: <http://link.springer.com/10.1007/s00382-008-0437-z>.

WWEA, 2015. Special Issue : World Wind Energy Report 2014.

Xydis, G., 2013. A techno-economic and spatial analysis for the optimal planning of wind energy in Kythira island, Greece. *International Journal of Production Economics*, 146(2), pp.440–452. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0925527313000807>.

Yeo, S.R. & Kim, K.Y., 2014. Global warming, low-frequency variability, and biennial oscillation: An attempt to understand the physical mechanisms driving major ENSO events. *Climate Dynamics*, 43(3-4), pp.771–786.

ANEXOS

INDICE DE ANEXOS

Anexo A: Tablas de resultados	77
A.1 Efecto del ENOS en la velocidad del viento.....	77
A.2 Efecto del ENOS en la producción eólica	83
A.3 Efecto del ENOS en el valor de los proyectos eólicos	88
A.4 Loading Vector construido del ENOS	94
Anexo B: Revisión bibliográfica de parámetros económicos	95
B.1 Horizonte de evaluación, impuestos, depreciación y valor residual	95
B.2 Costo de Inversión	96
B.3 Costos de Operación, Mantenimiento y Administración	99
Anexo C: Variabilidad explicada por ENOS	101
C.1 Importancia de ENOS respecto a otras oscilaciones.....	101
C.2 Importancia de ENOS respecto a las irregularidades del viento.....	105

Sitio: Chiloé Norte

Evento de ENOS	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Niño Muy Fuerte	0	0	0	0	0	0	0	0	9	19	8	20
Niño Fuerte	0	-7	-5	0	0	0	0	0	6	15	0	0
Niño Moderado	0	-3	-3	-11	8	2	1	0	2	10	4	8
Niño Débil	0	-3	-2	-3	4	2	1	0	3	9	4	5
Niña Débil	0	1	1	4	-2	0	0	0	-2	-3	-2	-5
Niña Moderada	0	4	2	0	0	0	-1	0	-4	-12	-4	-8
Niña Fuerte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5	-10

Sitio: Chiloé centro

Evento de ENOS	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Niño Muy Fuerte	6	0	0	0	0	0	0	0	6	16	7	16
Niño Fuerte	5	-12	-11	0	0	0	0	-1	4	12	0	0
Niño Moderado	2	-5	-7	-13	0	0	0	-1	1	8	3	6
Niño Débil	2	-6	-4	-4	0	-1	0	0	1	7	3	3
Niña Débil	-1	2	2	4	0	0	0	0	-1	-3	-2	-4
Niña Moderada	-3	6	5	0	0	0	0	0	-2	-9	-4	-6
Niña Fuerte	-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4	-7

Sitio: Chiloé sur

Evento de ENOS	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Niño Muy Fuerte	5	0	0	0	0	0	0	0	8	20	9	16
Niño Fuerte	4	-12	-13	0	0	0	0	1	5	15	0	0
Niño Moderado	2	-5	-9	-13	3	0	0	1	1	10	4	6
Niño Débil	2	-5	-5	-4	1	0	0	1	2	9	4	4
Niña Débil	-1	2	3	5	-1	0	0	0	-1	-3	-2	-4
Niña Moderada	-2	6	6	0	0	0	0	-1	-3	-12	-5	-7
Niña Fuerte	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5	-8

A.3 Efecto del ENOS en el valor de los proyectos eólicos

A continuación se presenta el impacto esperado de ENOS en el valor de un proyecto de 2 MW en distintos años de la vida útil del proyecto. Este se presenta para cada intensidad de ENOS, impactando para distintos años a lo largo de los 20 años de la vida útil del proyecto. Los valores están en porcentaje y corresponden a la diferencia del valor al comparar el proyecto con la presencia de un evento en un determinado año y el mismo proyecto sin eventos.

Sitio: Loa

Evento \ Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Niño Muy Fuerte	0,60	0,55	0,51	0,47	0,43	0,40	0,36	0,33	0,31	0,28	0,26	0,24	0,22	0,20	0,19	0,17	0,16	0,14	0,13	0,12
Niño Fuerte	0,42	0,38	0,35	0,32	0,30	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	0,17	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08
Niño Moderado	0,26	0,24	0,22	0,21	0,19	0,17	0,16	0,15	0,13	0,12	0,11	0,10	0,10	0,09	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06	0,05
Niño Débil	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03
Niña Débil	-0,07	-0,07	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05	-0,05	-0,04	-0,04	-0,04	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02
Niña Moderada	-0,31	-0,28	-0,26	-0,24	-0,22	-0,20	-0,18	-0,17	-0,16	-0,14	-0,13	-0,12	-0,11	-0,10	-0,09	-0,09	-0,08	-0,07	-0,07	-0,06
Niña Fuerte	-0,35	-0,32	-0,30	-0,27	-0,25	-0,23	-0,21	-0,19	-0,18	-0,16	-0,15	-0,14	-0,13	-0,12	-0,11	-0,10	-0,09	-0,08	-0,08	-0,07

Sitio: Calama

Evento \ Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Niño Muy Fuerte	1,34	1,23	1,13	1,04	0,96	0,88	0,81	0,74	0,68	0,63	0,58	0,53	0,49	0,45	0,41	0,38	0,35	0,32	0,30	0,27
Niño Fuerte	0,92	0,85	0,78	0,72	0,66	0,61	0,56	0,51	0,47	0,43	0,40	0,37	0,34	0,31	0,28	0,26	0,24	0,22	0,20	0,19
Niño Moderado	0,61	0,56	0,51	0,47	0,43	0,40	0,37	0,34	0,31	0,29	0,26	0,24	0,22	0,20	0,19	0,17	0,16	0,15	0,13	0,12
Niño Débil	0,38	0,35	0,32	0,30	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	0,17	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08
Niña Débil	-0,20	-0,19	-0,17	-0,16	-0,14	-0,13	-0,12	-0,11	-0,10	-0,09	-0,09	-0,08	-0,07	-0,07	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05	-0,04	-0,04
Niña Moderada	-0,51	-0,47	-0,43	-0,40	-0,36	-0,33	-0,31	-0,28	-0,26	-0,24	-0,22	-0,20	-0,19	-0,17	-0,16	-0,14	-0,13	-0,12	-0,11	-0,10
Niña Fuerte	-0,56	-0,51	-0,47	-0,43	-0,40	-0,37	-0,34	-0,31	-0,28	-0,26	-0,24	-0,22	-0,20	-0,19	-0,17	-0,16	-0,15	-0,13	-0,12	-0,11

Sitio: Taltal

Evento \ Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Niño Muy Fuerte	-0,12	-0,11	-0,10	-0,09	-0,08	-0,08	-0,07	-0,07	-0,06	-0,05	-0,05	-0,05	-0,04	-0,04	-0,04	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,02
Niño Fuerte	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05	-0,04	-0,04	-0,04	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01
Niño Moderado	-0,10	-0,09	-0,08	-0,08	-0,07	-0,07	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05	-0,04	-0,04	-0,04	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,02	-0,02	-0,02
Niño Débil	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Niña Débil	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Niña Moderada	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Niña Fuerte	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Sitio: Chañaral

Evento \ Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Niño Muy Fuerte	-14,12	-12,98	-11,94	-10,97	-10,09	-9,28	-8,53	-7,84	-7,21	-6,63	-6,09	-5,60	-5,15	-4,73	-4,35	-4,00	-3,68	-3,38	-3,11	-2,86
Niño Fuerte	-9,40	-8,64	-7,94	-7,30	-6,71	-6,17	-5,67	-5,22	-4,80	-4,41	-4,05	-3,73	-3,43	-3,15	-2,90	-2,66	-2,45	-2,25	-2,07	-1,90
Niño Moderado	-5,73	-5,27	-4,85	-4,45	-4,10	-3,77	-3,46	-3,18	-2,93	-2,69	-2,47	-2,27	-2,09	-1,92	-1,77	-1,62	-1,49	-1,37	-1,26	-1,16
Niño Débil	-3,29	-3,03	-2,78	-2,56	-2,35	-2,16	-1,99	-1,83	-1,68	-1,54	-1,42	-1,31	-1,20	-1,10	-1,01	-0,93	-0,86	-0,79	-0,72	-0,67
Niña Débil	2,03	1,86	1,71	1,58	1,45	1,33	1,22	1,13	1,04	0,95	0,87	0,80	0,74	0,68	0,63	0,57	0,53	0,49	0,45	0,41
Niña Moderada	4,49	4,13	3,79	3,49	3,21	2,95	2,71	2,49	2,29	2,11	1,94	1,78	1,64	1,51	1,38	1,27	1,17	1,08	0,99	0,91
Niña Fuerte	5,00	4,60	4,23	3,89	3,57	3,29	3,02	2,78	2,55	2,35	2,16	1,98	1,82	1,68	1,54	1,42	1,30	1,20	1,10	1,01

Sitio: Talinay

Evento \ Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Niño Muy Fuerte	-2,21	-2,03	-1,87	-1,72	-1,58	-1,45	-1,33	-1,23	-1,13	-1,04	-0,95	-0,88	-0,81	-0,74	-0,68	-0,63	-0,58	-0,53	-0,49	-0,45
Niño Fuerte	-1,49	-1,37	-1,26	-1,16	-1,06	-0,98	-0,90	-0,83	-0,76	-0,70	-0,64	-0,59	-0,54	-0,50	-0,46	-0,42	-0,39	-0,36	-0,33	-0,30
Niño Moderado	-0,96	-0,88	-0,81	-0,75	-0,69	-0,63	-0,58	-0,53	-0,49	-0,45	-0,41	-0,38	-0,35	-0,32	-0,30	-0,27	-0,25	-0,23	-0,21	-0,19
Niño Débil	-0,56	-0,52	-0,48	-0,44	-0,40	-0,37	-0,34	-0,31	-0,29	-0,26	-0,24	-0,22	-0,21	-0,19	-0,17	-0,16	-0,15	-0,13	-0,12	-0,11
Niña Débil	0,40	0,37	0,34	0,31	0,29	0,26	0,24	0,22	0,20	0,19	0,17	0,16	0,15	0,13	0,12	0,11	0,10	0,10	0,09	0,08
Niña Moderada	0,78	0,71	0,66	0,60	0,55	0,51	0,47	0,43	0,40	0,36	0,33	0,31	0,28	0,26	0,24	0,22	0,20	0,19	0,17	0,16
Niña Fuerte	0,89	0,82	0,76	0,70	0,64	0,59	0,54	0,50	0,46	0,42	0,39	0,35	0,33	0,30	0,28	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18

Sitio: Canela

Evento \ Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Niño Muy Fuerte	-13,37	-12,29	-11,30	-10,39	-9,55	-8,78	-8,08	-7,42	-6,83	-6,28	-5,77	-5,30	-4,88	-4,48	-4,12	-3,79	-3,48	-3,20	-2,94	-2,71
Niño Fuerte	-8,61	-7,91	-7,28	-6,69	-6,15	-5,65	-5,20	-4,78	-4,39	-4,04	-3,71	-3,41	-3,14	-2,89	-2,65	-2,44	-2,24	-2,06	-1,90	-1,74
Niño Moderado	-5,07	-4,66	-4,29	-3,94	-3,62	-3,33	-3,06	-2,82	-2,59	-2,38	-2,19	-2,01	-1,85	-1,70	-1,56	-1,44	-1,32	-1,21	-1,12	-1,03
Niño Débil	-3,01	-2,77	-2,55	-2,34	-2,15	-1,98	-1,82	-1,67	-1,54	-1,41	-1,30	-1,19	-1,10	-1,01	-0,93	-0,85	-0,78	-0,72	-0,66	-0,61
Niña Débil	1,78	1,64	1,51	1,38	1,27	1,17	1,08	0,99	0,91	0,84	0,77	0,71	0,65	0,60	0,55	0,50	0,46	0,43	0,39	0,36
Niña Moderada	4,22	3,88	3,57	3,28	3,02	2,77	2,55	2,34	2,15	1,98	1,82	1,67	1,54	1,41	1,30	1,20	1,10	1,01	0,93	0,85
Niña Fuerte	4,38	4,02	3,70	3,40	3,13	2,88	2,64	2,43	2,23	2,05	1,89	1,74	1,60	1,47	1,35	1,24	1,14	1,05	0,96	0,89

Sitio:**Totoral**

Evento \ Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Niño Muy Fuerte	-4,12	-3,79	-3,48	-3,20	-2,94	-2,71	-2,49	-2,29	-2,10	-1,93	-1,78	-1,63	-1,50	-1,38	-1,27	-1,17	-1,07	-0,99	-0,91	-0,83
Niño Fuerte	-2,62	-2,40	-2,21	-2,03	-1,87	-1,72	-1,58	-1,45	-1,34	-1,23	-1,13	-1,04	-0,95	-0,88	-0,81	-0,74	-0,68	-0,63	-0,58	-0,53
Niño Moderado	-1,41	-1,30	-1,19	-1,10	-1,01	-0,93	-0,85	-0,78	-0,72	-0,66	-0,61	-0,56	-0,51	-0,47	-0,43	-0,40	-0,37	-0,34	-0,31	-0,29
Niño Débil	-0,78	-0,71	-0,66	-0,60	-0,55	-0,51	-0,47	-0,43	-0,40	-0,36	-0,33	-0,31	-0,28	-0,26	-0,24	-0,22	-0,20	-0,19	-0,17	-0,16
Niña Débil	0,53	0,49	0,45	0,41	0,38	0,35	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,19	0,18	0,16	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11
Niña Moderada	1,20	1,10	1,01	0,93	0,85	0,79	0,72	0,66	0,61	0,56	0,52	0,47	0,44	0,40	0,37	0,34	0,31	0,29	0,26	0,24
Niña Fuerte	1,27	1,17	1,07	0,99	0,91	0,83	0,77	0,70	0,65	0,60	0,55	0,50	0,46	0,43	0,39	0,36	0,33	0,30	0,28	0,26

Sitio: Llay-**Llay**

Evento \ Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Niño Muy Fuerte	0,34	0,31	0,28	0,26	0,24	0,22	0,20	0,19	0,17	0,16	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08	0,07	0,07
Niño Fuerte	0,26	0,24	0,22	0,20	0,18	0,17	0,16	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06	0,05
Niño Moderado	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03
Niño Débil	0,09	0,09	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02
Niña Débil	-0,05	-0,05	-0,04	-0,04	-0,04	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01
Niña Moderada	-0,12	-0,11	-0,10	-0,09	-0,09	-0,08	-0,07	-0,07	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05	-0,04	-0,04	-0,04	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,02
Niña Fuerte	-0,15	-0,13	-0,12	-0,11	-0,10	-0,10	-0,09	-0,08	-0,07	-0,07	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05	-0,04	-0,04	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03

Sitio:**Valparaíso**

Evento \ Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Niño Muy Fuerte	-0,02	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Niño Fuerte	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Niño Moderado	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Niño Débil	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Niña Débil	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Niña Moderada	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Niña Fuerte	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00

Sitio:**Ucuquer**

Evento \ Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Niño Muy Fuerte	-1,59	-1,46	-1,34	-1,24	-1,14	-1,05	-0,96	-0,88	-0,81	-0,75	-0,69	-0,63	-0,58	-0,53	-0,49	-0,45	-0,41	-0,38	-0,35	-0,32
Niño Fuerte	-1,01	-0,93	-0,85	-0,78	-0,72	-0,66	-0,61	-0,56	-0,52	-0,47	-0,44	-0,40	-0,37	-0,34	-0,31	-0,29	-0,26	-0,24	-0,22	-0,20
Niño Moderado	-0,73	-0,67	-0,62	-0,57	-0,52	-0,48	-0,44	-0,41	-0,37	-0,34	-0,32	-0,29	-0,27	-0,25	-0,23	-0,21	-0,19	-0,18	-0,16	-0,15
Niño Débil	-0,31	-0,29	-0,26	-0,24	-0,22	-0,20	-0,19	-0,17	-0,16	-0,15	-0,13	-0,12	-0,11	-0,10	-0,10	-0,09	-0,08	-0,07	-0,07	-0,06
Niña Débil	0,24	0,22	0,20	0,18	0,17	0,16	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05
Niña Moderada	0,93	0,86	0,79	0,73	0,67	0,61	0,56	0,52	0,48	0,44	0,40	0,37	0,34	0,31	0,29	0,26	0,24	0,22	0,21	0,19
Niña Fuerte	1,05	0,97	0,89	0,82	0,75	0,69	0,64	0,58	0,54	0,49	0,45	0,42	0,38	0,35	0,32	0,30	0,27	0,25	0,23	0,21

**Sitio:
Concepción**

Evento \ Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Niño Muy Fuerte	-0,15	-0,14	-0,12	-0,11	-0,11	-0,10	-0,09	-0,08	-0,08	-0,07	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05	-0,05	-0,04	-0,04	-0,04	-0,03	-0,03
Niño Fuerte	-0,23	-0,21	-0,20	-0,18	-0,17	-0,15	-0,14	-0,13	-0,12	-0,11	-0,10	-0,09	-0,09	-0,08	-0,07	-0,07	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05
Niño Moderado	-0,17	-0,15	-0,14	-0,13	-0,12	-0,11	-0,10	-0,09	-0,09	-0,08	-0,07	-0,07	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05	-0,04	-0,04	-0,04	-0,03
Niño Débil	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Niña Débil	0,38	0,35	0,32	0,30	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	0,17	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08
Niña Moderada	0,62	0,57	0,52	0,48	0,44	0,41	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,19	0,18	0,16	0,15	0,14	0,13
Niña Fuerte	0,73	0,67	0,61	0,56	0,52	0,48	0,44	0,40	0,37	0,34	0,31	0,29	0,26	0,24	0,22	0,21	0,19	0,17	0,16	0,15

**Sitio:
Arauco**

Evento \ Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Niño Muy Fuerte	-4,45	-4,09	-3,76	-3,46	-3,18	-2,92	-2,69	-2,47	-2,27	-2,09	-1,92	-1,77	-1,62	-1,49	-1,37	-1,26	-1,16	-1,07	-0,98	-0,90
Niño Fuerte	-2,84	-2,61	-2,40	-2,21	-2,03	-1,87	-1,72	-1,58	-1,45	-1,33	-1,23	-1,13	-1,04	-0,95	-0,88	-0,81	-0,74	-0,68	-0,63	-0,58
Niño Moderado	-1,90	-1,75	-1,61	-1,48	-1,36	-1,25	-1,15	-1,05	-0,97	-0,89	-0,82	-0,75	-0,69	-0,64	-0,59	-0,54	-0,49	-0,45	-0,42	-0,38
Niño Débil	-0,76	-0,70	-0,64	-0,59	-0,54	-0,50	-0,46	-0,42	-0,39	-0,36	-0,33	-0,30	-0,28	-0,26	-0,23	-0,22	-0,20	-0,18	-0,17	-0,15
Niña Débil	0,47	0,43	0,40	0,36	0,34	0,31	0,28	0,26	0,24	0,22	0,20	0,19	0,17	0,16	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,10
Niña Moderada	1,10	1,01	0,93	0,86	0,79	0,72	0,67	0,61	0,56	0,52	0,48	0,44	0,40	0,37	0,34	0,31	0,29	0,26	0,24	0,22
Niña Fuerte	1,21	1,11	1,02	0,94	0,86	0,79	0,73	0,67	0,62	0,57	0,52	0,48	0,44	0,41	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,24

Sitio: Cuel

Evento \ Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Niño Muy Fuerte	-28,09	-25,82	-23,74	-21,83	-20,07	-18,45	-16,96	-15,59	-14,34	-13,18	-12,12	-11,14	-10,24	-9,42	-8,66	-7,96	-7,32	-6,73	-6,19	-5,69
Niño Fuerte	-19,99	-18,38	-16,90	-15,53	-14,28	-13,13	-12,07	-11,10	-10,20	-9,38	-8,62	-7,93	-7,29	-6,70	-6,16	-5,66	-5,21	-4,79	-4,40	-4,05
Niño Moderado	-13,40	-12,32	-11,33	-10,41	-9,57	-8,80	-8,09	-7,44	-6,84	-6,29	-5,78	-5,32	-4,89	-4,49	-4,13	-3,80	-3,49	-3,21	-2,95	-2,71
Niño Débil	-5,66	-5,20	-4,78	-4,39	-4,04	-3,71	-3,42	-3,14	-2,89	-2,65	-2,44	-2,24	-2,06	-1,90	-1,74	-1,60	-1,47	-1,35	-1,25	-1,14
Niña Débil	4,58	4,21	3,87	3,56	3,27	3,01	2,77	2,54	2,34	2,15	1,98	1,82	1,67	1,54	1,41	1,30	1,19	1,10	1,01	0,93
Niña Moderada	9,49	8,73	8,03	7,38	6,78	6,24	5,73	5,27	4,85	4,46	4,10	3,77	3,46	3,18	2,93	2,69	2,47	2,27	2,09	1,92
Niña Fuerte	11,14	10,24	9,41	8,65	7,96	7,31	6,73	6,18	5,68	5,23	4,80	4,42	4,06	3,73	3,43	3,16	2,90	2,67	2,45	2,25

**Sitio:
Curalinahue**

Evento \ Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Niño Muy Fuerte	-6,60	-6,06	-5,57	-5,13	-4,71	-4,33	-3,98	-3,66	-3,37	-3,09	-2,85	-2,62	-2,40	-2,21	-2,03	-1,87	-1,72	-1,58	-1,45	-1,34
Niño Fuerte	-4,56	-4,19	-3,86	-3,54	-3,26	-3,00	-2,75	-2,53	-2,33	-2,14	-1,97	-1,81	-1,66	-1,53	-1,41	-1,29	-1,19	-1,09	-1,00	-0,92
Niño Moderado	-3,37	-3,10	-2,85	-2,62	-2,41	-2,21	-2,04	-1,87	-1,72	-1,58	-1,45	-1,34	-1,23	-1,13	-1,04	-0,96	-0,88	-0,81	-0,74	-0,68
Niño Débil	-1,47	-1,36	-1,25	-1,15	-1,05	-0,97	-0,89	-0,82	-0,75	-0,69	-0,64	-0,58	-0,54	-0,49	-0,45	-0,42	-0,38	-0,35	-0,32	-0,30
Niña Débil	1,23	1,13	1,04	0,95	0,88	0,81	0,74	0,68	0,63	0,58	0,53	0,49	0,45	0,41	0,38	0,35	0,32	0,29	0,27	0,25
Niña Moderada	2,59	2,38	2,19	2,01	1,85	1,70	1,56	1,44	1,32	1,22	1,12	1,03	0,94	0,87	0,80	0,73	0,67	0,62	0,57	0,52
Niña Fuerte	3,07	2,82	2,59	2,39	2,19	2,02	1,85	1,70	1,57	1,44	1,32	1,22	1,12	1,03	0,95	0,87	0,80	0,74	0,68	0,62

**Sitio:
Renaico**

Evento \ Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Niño Muy Fuerte	-5,32	-4,89	-4,49	-4,13	-3,80	-3,49	-3,21	-2,95	-2,71	-2,49	-2,29	-2,11	-1,94	-1,78	-1,64	-1,51	-1,38	-1,27	-1,17	-1,08
Niño Fuerte	-3,43	-3,15	-2,90	-2,67	-2,45	-2,25	-2,07	-1,91	-1,75	-1,61	-1,48	-1,36	-1,25	-1,15	-1,06	-0,97	-0,89	-0,82	-0,76	-0,69
Niño Moderado	-2,36	-2,17	-2,00	-1,84	-1,69	-1,55	-1,43	-1,31	-1,21	-1,11	-1,02	-0,94	-0,86	-0,79	-0,73	-0,67	-0,62	-0,57	-0,52	-0,48
Niño Débil	-0,95	-0,87	-0,80	-0,73	-0,68	-0,62	-0,57	-0,52	-0,48	-0,44	-0,41	-0,38	-0,34	-0,32	-0,29	-0,27	-0,25	-0,23	-0,21	-0,19
Niña Débil	0,58	0,53	0,49	0,45	0,42	0,38	0,35	0,32	0,30	0,27	0,25	0,23	0,21	0,19	0,18	0,16	0,15	0,14	0,13	0,12
Niña Moderada	1,45	1,33	1,23	1,13	1,04	0,95	0,88	0,81	0,74	0,68	0,63	0,58	0,53	0,49	0,45	0,41	0,38	0,35	0,32	0,29
Niña Fuerte	1,62	1,49	1,37	1,26	1,16	1,06	0,98	0,90	0,83	0,76	0,70	0,64	0,59	0,54	0,50	0,46	0,42	0,39	0,36	0,33

Sitio: Lebu

Evento \ Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Niño Muy Fuerte	-0,05	-0,04	-0,04	-0,04	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01
Niño Fuerte	-0,26	-0,24	-0,22	-0,21	-0,19	-0,17	-0,16	-0,15	-0,14	-0,12	-0,11	-0,10	-0,10	-0,09	-0,08	-0,07	-0,07	-0,06	-0,06	-0,05
Niño Moderado	-0,28	-0,25	-0,23	-0,21	-0,20	-0,18	-0,17	-0,15	-0,14	-0,13	-0,12	-0,11	-0,10	-0,09	-0,08	-0,08	-0,07	-0,07	-0,06	-0,06
Niño Débil	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Niña Débil	0,25	0,23	0,21	0,19	0,18	0,16	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05
Niña Moderada	0,40	0,37	0,34	0,31	0,29	0,26	0,24	0,22	0,21	0,19	0,17	0,16	0,15	0,13	0,12	0,11	0,10	0,10	0,09	0,08
Niña Fuerte	0,52	0,47	0,44	0,40	0,37	0,34	0,31	0,29	0,26	0,24	0,22	0,20	0,19	0,17	0,16	0,15	0,13	0,12	0,11	0,10

**Sitio:
Temuco**

Evento \ Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Niño Muy Fuerte	1,68	1,54	1,42	1,30	1,20	1,10	1,01	0,93	0,86	0,79	0,72	0,67	0,61	0,56	0,52	0,48	0,44	0,40	0,37	0,34
Niño Fuerte	1,00	0,92	0,85	0,78	0,72	0,66	0,61	0,56	0,51	0,47	0,43	0,40	0,37	0,34	0,31	0,28	0,26	0,24	0,22	0,20
Niño Moderado	0,52	0,48	0,44	0,40	0,37	0,34	0,31	0,29	0,27	0,24	0,22	0,21	0,19	0,17	0,16	0,15	0,14	0,12	0,11	0,11
Niño Débil	0,30	0,28	0,26	0,24	0,22	0,20	0,18	0,17	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08	0,07	0,07	0,06
Niña Débil	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03
Niña Moderada	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Niña Fuerte	-0,01	-0,01	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

**Sitio:
Valdivia**

Evento \ Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Niño Muy Fuerte	1,25	1,15	1,06	0,97	0,89	0,82	0,75	0,69	0,64	0,59	0,54	0,50	0,46	0,42	0,39	0,35	0,33	0,30	0,28	0,25
Niño Fuerte	0,91	0,84	0,77	0,71	0,65	0,60	0,55	0,51	0,46	0,43	0,39	0,36	0,33	0,31	0,28	0,26	0,24	0,22	0,20	0,18
Niño Moderado	0,49	0,45	0,41	0,38	0,35	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,19	0,18	0,16	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10
Niño Débil	0,36	0,33	0,31	0,28	0,26	0,24	0,22	0,20	0,19	0,17	0,16	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08	0,07
Niña Débil	-0,15	-0,14	-0,13	-0,12	-0,11	-0,10	-0,09	-0,08	-0,08	-0,07	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05	-0,05	-0,04	-0,04	-0,04	-0,03	-0,03
Niña Moderada	-0,41	-0,38	-0,35	-0,32	-0,30	-0,27	-0,25	-0,23	-0,21	-0,19	-0,18	-0,16	-0,15	-0,14	-0,13	-0,12	-0,11	-0,10	-0,09	-0,08
Niña Fuerte	-0,52	-0,48	-0,44	-0,41	-0,37	-0,34	-0,32	-0,29	-0,27	-0,25	-0,23	-0,21	-0,19	-0,18	-0,16	-0,15	-0,14	-0,13	-0,12	-0,11

**Sitio:
Purranque**

Evento \ Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Niño Muy Fuerte	2,05	1,88	1,73	1,59	1,46	1,35	1,24	1,14	1,05	0,96	0,88	0,81	0,75	0,69	0,63	0,58	0,53	0,49	0,45	0,41
Niño Fuerte	1,45	1,33	1,23	1,13	1,04	0,95	0,88	0,80	0,74	0,68	0,63	0,57	0,53	0,49	0,45	0,41	0,38	0,35	0,32	0,29
Niño Moderado	0,71	0,66	0,60	0,56	0,51	0,47	0,43	0,40	0,36	0,34	0,31	0,28	0,26	0,24	0,22	0,20	0,19	0,17	0,16	0,14
Niño Débil	0,45	0,42	0,38	0,35	0,32	0,30	0,27	0,25	0,23	0,21	0,19	0,18	0,16	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09
Niña Débil	-0,25	-0,23	-0,21	-0,19	-0,18	-0,16	-0,15	-0,14	-0,13	-0,12	-0,11	-0,10	-0,09	-0,08	-0,08	-0,07	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05
Niña Moderada	-0,67	-0,62	-0,57	-0,52	-0,48	-0,44	-0,40	-0,37	-0,34	-0,31	-0,29	-0,27	-0,24	-0,22	-0,21	-0,19	-0,17	-0,16	-0,15	-0,14
Niña Fuerte	-0,79	-0,72	-0,67	-0,61	-0,56	-0,52	-0,48	-0,44	-0,40	-0,37	-0,34	-0,31	-0,29	-0,26	-0,24	-0,22	-0,21	-0,19	-0,17	-0,16

Sitio: Chiloé

Evento \ Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Niño Muy Fuerte	31,85	29,28	26,92	24,75	22,76	20,92	19,23	17,68	16,26	14,95	13,74	12,63	11,62	10,68	9,82	9,03	8,30	7,63	7,01	6,45
Niño Fuerte	25,26	23,22	21,35	19,63	18,04	16,59	15,25	14,02	12,89	11,85	10,90	10,02	9,21	8,47	7,78	7,16	6,58	6,05	5,56	5,11
Niño Moderado	12,81	11,77	10,82	9,95	9,15	8,41	7,73	7,11	6,54	6,01	5,53	5,08	4,67	4,29	3,95	3,63	3,34	3,07	2,82	2,59
Niño Débil	12,70	11,68	10,74	9,87	9,07	8,34	7,67	7,05	6,48	5,96	5,48	5,04	4,63	4,26	3,91	3,60	3,31	3,04	2,80	2,57
Niña Débil	-3,97	-3,65	-3,36	-3,09	-2,84	-2,61	-2,40	-2,21	-2,03	-1,86	-1,71	-1,58	-1,45	-1,33	-1,22	-1,13	-1,03	-0,95	-0,87	-0,80
Niña Moderada	-8,98	-8,26	-7,59	-6,98	-6,42	-5,90	-5,43	-4,99	-4,59	-4,22	-3,88	-3,56	-3,28	-3,01	-2,77	-2,55	-2,34	-2,15	-1,98	-1,82
Niña Fuerte	-10,22	-9,39	-8,64	-7,94	-7,30	-6,71	-6,17	-5,67	-5,22	-4,79	-4,41	-4,05	-3,73	-3,43	-3,15	-2,90	-2,66	-2,45	-2,25	-2,07

**Sitio: Chiloé
centro**

Evento \ Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Niño Muy Fuerte	-0,30	-0,28	-0,26	-0,24	-0,22	-0,20	-0,18	-0,17	-0,15	-0,14	-0,13	-0,12	-0,11	-0,10	-0,09	-0,09	-0,08	-0,07	-0,07	-0,06
Niño Fuerte	-0,19	-0,18	-0,16	-0,15	-0,14	-0,13	-0,12	-0,11	-0,10	-0,09	-0,08	-0,08	-0,07	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05	-0,05	-0,04	-0,04
Niño Moderado	-0,09	-0,08	-0,08	-0,07	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05	-0,05	-0,04	-0,04	-0,04	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02
Niño Débil	0,17	0,16	0,15	0,13	0,12	0,11	0,10	0,10	0,09	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03
Niña Débil	-0,13	-0,12	-0,11	-0,10	-0,10	-0,09	-0,08	-0,07	-0,07	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05	-0,04	-0,04	-0,04	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03
Niña Moderada	-0,21	-0,19	-0,18	-0,16	-0,15	-0,14	-0,13	-0,12	-0,11	-0,10	-0,09	-0,08	-0,08	-0,07	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05	-0,05	-0,04
Niña Fuerte	-0,22	-0,20	-0,19	-0,17	-0,16	-0,15	-0,13	-0,12	-0,11	-0,10	-0,10	-0,09	-0,08	-0,07	-0,07	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05	-0,04

**Sitio: Chiloé
sur**

Evento \ Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Niño Muy Fuerte	7,89	7,25	6,67	6,13	5,63	5,18	4,76	4,38	4,03	3,70	3,40	3,13	2,88	2,64	2,43	2,23	2,05	1,89	1,74	1,60
Niño Fuerte	7,44	6,84	6,29	5,78	5,31	4,89	4,49	4,13	3,80	3,49	3,21	2,95	2,71	2,49	2,29	2,11	1,94	1,78	1,64	1,51
Niño Moderado	4,01	3,68	3,39	3,11	2,86	2,63	2,42	2,22	2,05	1,88	1,73	1,59	1,46	1,34	1,24	1,14	1,04	0,96	0,88	0,81
Niño Débil	11,27	10,36	9,53	8,76	8,05	7,40	6,81	6,26	5,75	5,29	4,86	4,47	4,11	3,78	3,47	3,19	2,94	2,70	2,48	2,28
Niña Débil	-3,82	-3,51	-3,23	-2,97	-2,73	-2,51	-2,31	-2,12	-1,95	-1,79	-1,65	-1,52	-1,39	-1,28	-1,18	-1,08	-1,00	-0,92	-0,84	-0,77
Niña Moderada	-7,49	-6,89	-6,33	-5,82	-5,35	-4,92	-4,52	-4,16	-3,82	-3,52	-3,23	-2,97	-2,73	-2,51	-2,31	-2,12	-1,95	-1,79	-1,65	-1,52
Niña Fuerte	-8,23	-7,57	-6,96	-6,39	-5,88	-5,41	-4,97	-4,57	-4,20	-3,86	-3,55	-3,26	-3,00	-2,76	-2,54	-2,33	-2,14	-1,97	-1,81	-1,67

A.4 Loading Vector construido del ENOS

A continuación se presenta el Loading Vector de ENOS, el cual representa el proceso físico de su efecto a lo largo del año. Los valores están en m/s y están normalizados por el máximo valor del MEI (3,2) de manera que máximo valor de este índice sea 1 en el periodo analizado.

Sitio	Ene	Feb	Mar	Ar	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Loa	-0,04	0,05	0,19	0,14	0,06	0,09	0,09	0,08	0,07	0,03	0,02	0,07
Calama	0,23	0,01	0,20	0,22	0,07	0,17	0,07	0,18	0,16	0,07	0,19	0,11
Taltal	-0,22	0,50	-0,46	-0,34	0,69	-0,02	0,25	-0,51	-0,32	-0,04	0,28	0,30
Chañaral	-0,04	-0,01	-0,56	-0,24	-0,08	0,06	0,11	-0,35	-0,45	-0,35	-0,64	-0,50
Talinay	0,09	0,11	-0,91	-0,40	0,57	-0,01	0,19	-0,24	-0,54	-0,43	-0,65	-0,61
Canela	-0,06	0,20	-0,49	-0,53	0,19	0,06	0,04	-0,28	-0,90	-0,76	-0,82	-0,75
Totalal	-0,22	0,32	-0,50	-0,52	-0,05	0,18	0,06	-0,06	-0,91	-0,63	-0,61	-0,66
Llay-Llay	-0,02	-0,01	0,04	0,02	0,31	0,07	0,03	-0,11	0,00	0,09	0,07	0,27
Valparaíso	0,06	0,24	-0,09	-0,33	0,41	-0,05	0,11	-0,23	0,04	-0,02	-0,06	-0,26
Ucuquer	-0,01	0,46	-0,28	-0,71	0,63	-0,29	0,01	-0,12	0,05	-0,09	-0,62	-0,45
Concepción	-0,35	0,17	-0,03	-0,46	0,32	0,47	0,34	-0,11	0,14	0,04	-0,28	-0,61
Arauco	0,01	0,66	-0,66	-1,54	-0,49	0,38	0,12	-0,15	-0,33	-0,79	-1,55	-1,08
Cuel	-0,15	0,26	-0,28	-1,10	0,04	0,56	0,41	-0,11	0,03	-0,26	-1,11	-1,24
Curalinahue	-0,07	0,37	-0,37	-0,95	-0,12	0,50	0,38	-0,14	0,00	-0,34	-0,81	-0,96
Renaico	0,10	0,20	-0,42	-1,49	-0,24	0,39	0,09	-0,47	-0,23	-0,51	-1,20	-1,11
Lebu	-0,01	0,60	-0,03	-0,65	0,55	0,64	0,35	-0,53	0,12	-0,04	-0,49	-0,90
Temuco	-0,04	0,25	-0,07	-0,41	0,81	0,62	0,42	-0,45	0,20	0,20	-0,38	-0,83
Valdivia	-0,19	-0,01	0,20	0,14	0,50	0,47	0,26	-0,39	0,45	0,65	0,30	0,36
Purranque	-0,17	-0,53	0,07	0,19	1,05	0,40	0,02	-0,23	0,60	1,29	0,49	0,60
Chiloé Norte	0,01	-0,20	-0,16	-0,44	0,39	0,24	0,18	0,03	0,31	0,87	0,34	0,66
Chiloé centro	0,32	-0,53	-0,35	-0,61	-0,01	-0,10	-0,04	-0,17	0,26	1,13	0,50	0,95
Chiloé sur	0,18	-0,39	-0,37	-0,53	0,12	0,03	0,02	0,11	0,25	0,96	0,41	0,67

ANEXO B: REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE PARÁMETROS ECONÓMICOS

La evaluación de un proyecto eólico para modelar el impacto de ENOS, requiere de ciertos parámetros económicos. Para esto se realiza una revisión bibliográfica que justifica la elección estos parámetros en un parque eólico de 2 MW. Los parámetros revisados corresponden al horizonte de evaluación, la depreciación, el valor residual, el costo de inversión y los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA).

B.1 Horizonte de evaluación, impuestos, depreciación y valor residual

Horizonte de evaluación: corresponde a la cantidad de periodos considerados como duración del proyecto para efectos de la evaluación. Usualmente lo fija la vida útil del proyecto o el último flujo del mismo. Todos los autores revisados establecen que la duración del proyecto es igual a la vida útil del aerogenerador, el cual usualmente se considera al menos como 20 años. Sin embargo hay algunos autores que consideran un horizonte mayor de 25 o 30 años.

Depreciación: la depreciación genera un ingreso para el flujo de caja, proporcional a los impuestos, ya que evita el pago de estos. En las publicaciones (Grassi et al. 2014) y (Harijan et al. 2009) utilizan depreciaciones a 5% y 10% anual respectivamente. La mayoría de las publicaciones revisadas no se refieren a este ítem.

Valor Residual: El valor residual corresponde a ingresos correspondientes a la liquidación de los activos al final de la vida útil del proyecto. Es considerada por

algunos autores (Diaf & Notton 2013; Diaf et al. 2013; Harijan et al. 2009; Ohunakin & Akinnawonu 2012; Rehman et al. 2003; Rehman et al. 2011), teniendo un valor entre 5% y 10% de los activos físicos del proyecto, lo que incluye el aerogenerador con su respectiva torre y base, y las conexiones eléctricas.

B.2 Costo de Inversión

La inversión inicial en un aerogenerador se puede descomponer en el precio del aerogenerador y los costos de instalación, el cual incluye obras civiles, subestaciones, cableado, etc. En los autores revisados, este valor total de la inversión oscila entre los 780 y los 3000 USD/kW, con un promedio de 1600 USD/kW.

En (Kaldellis & Gavras 2000) se muestran los precios del aerogenerador y los costos de instalación para aerogeneradores de distintas potencias hasta los 1000 kW. Para esto se define en esta misma publicación, el coeficiente de instalación, el cual corresponde al precio de las obras civiles y conexiones eléctricas, expresado como una fracción del precio del aerogenerador. En base a lo anterior, la inversión por unidad de potencia se puede expresar como:

$$Inversión = Precio\ WTG (1 + Coef.Inst) \quad (B.1)$$

Utilizando los datos entregados en (Kaldellis & Gavras 2000) y agregando los datos de las distintas publicaciones se ajustaron líneas de tendencia para el coeficiente de instalación y para el precio de los aerogeneradores (Figura B-1).

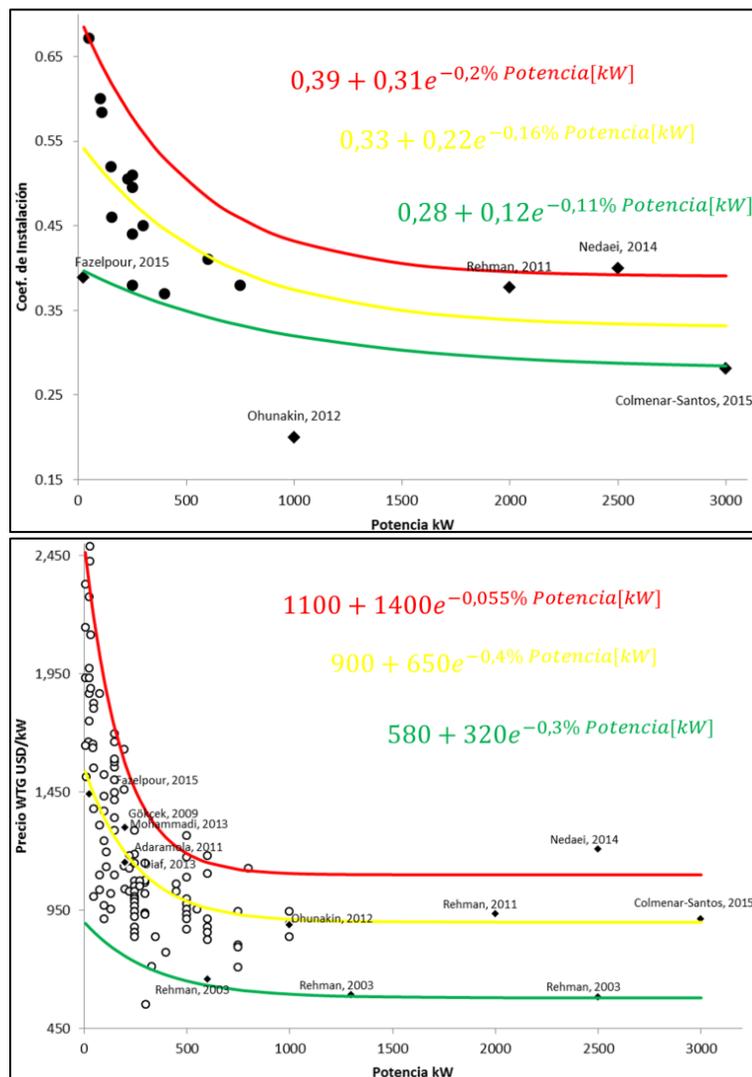


Figura B-1. Comparación de coeficientes de instalación entre los distintos autores y las curvas ajustadas. En rojo, amarillo y verde, el caso pesimista, medio y optimista, respectivamente.

Con las curvas del escenario optimista y pesimista, tanto para el coeficiente de instalación como para el precio del WTG, se grafican las curvas de inversión por unidad de potencia para estos dos casos. Estas curvas son comparadas en la Figura B-2 con los costos de inversión por potencia de los otros autores revisados (Ver valores en la Tabla B-1).

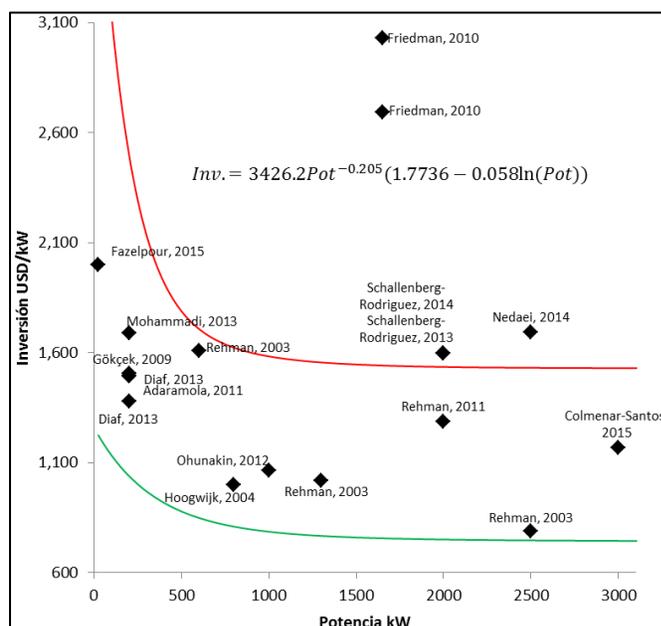


Figura B-2. Inversión según distintos autores comparada con las curvas propuestas.

Tabla B-1. Costo de Inversión según distintos autores revisados.

Fuente	Potencia	Inversión USD/kW
Fazelpour, 2015	25 kW	2.000
Colmenar-Santos, 2015	3 MW	1.167
Schallenberg-Rodriguez, 2014	2 MW	1.597
Nedaei, 2014	2,5 MW	1.693
Caralis, 2014	-	1.340
Schallenberg-Rodriguez, 2013	2 MW	1.597
Diáf, 2013	>200 kW	1.495
Diáf, 2013	>200 kW	1.380
Xydis, 2013	-	2.091
Mohammadi, 2013	>200 kW	1.690
Ohunakin, 2012	1 MW	1.065
Adaramola, 2011	>200 kW	1.495
Rehman, 2011	2 MW	1.287
Friedman, 2010	1650 MW (a 80m)	2.693
	1650 MW (a 100m)	3.030
Arslan, 2010	-	1.250
Harijan, 2009	-	1.500
Gökçek, 2009	>200 kW	1.507
Hoogwijk, 2004	800 kW	1.000
Rehman, 2003	2,5 MW	788
	1,3 MW	1.018
	600 kW	1.608

B.3 Costos de Operación, Mantenimiento y Administración

Las plantas eólicas no poseen costos de combustibles ya que utilizan la energía cinética del viento. Sin embargo poseen costos de operación, mantenimiento y administración (COMA). Estos costos incluyen seguros, gastos en transmisión y en general todos los gastos que se deban incurrir para la operación de la planta.

Entre distintos autores revisados, el costo anual del COMA va entre los 9 a los 65 USD/kW. En la Tabla B-2 se puede comparar el valor de COMA anual utilizado para distintas evaluaciones. En algunas evaluaciones (Grassi et al. 2012; Harijan et al. 2009; Arslan 2010; Marafia & Ashour 2003) se considera el COMA como costo variable, es decir, dependiente de la producción de energía.

Tabla B-2. COMA utilizado por distintos autores.

Fuente	Potencia	Costos de Operación, mantenimiento y administración	Equivalente USD/kW
Fazelpour, 2015	25 kW	Entre 4,22% a 4,78% del precio de la turbina	64,8
Colmenar-Santos, 2015	3 MW	50.000 EUR	17,9
Schallenberg-Rodriguez, 2014	2 MW	1,3% de la inversión	20,8
Nedaei, 2014	2.5 MW	21,2 USD/kW	21,2
Caralis, 2014	-	1,5% de la inversión	20,1
Schallenberg-Rodriguez, 2013	2 MW	1,3% de la inversión	20,8
Diaf, 2013	>200 kW	15% de la anualidad de la inversión	11,2
Diaf, 2013	>200 kW	25% de la anualidad de la inversión	17,3
Mohammadi, 2013	>200 kW	5% del precio de la turbina	65,0
Ohunakin, 2012	1 MW	Entre 15% a 25% de la anualidad de la inversión	10,7
Adaramola, 2011	>200 kW	30% de la anualidad de la inversión	22,4
Rehman, 2011	2 MW	Entre 1,5% a 2% de la inversión	22,5
Friedman, 2010	1.65 MW	50.000 USD	30,3
Gökçek, 2009	>200 kW	15% de la anualidad de la inversión	9,0
Hoogwijk, 2004	800 kW	3% de la inversión	30,0
Rehman, 2003	2,5 MW	35.000 USD	14,0
	1,3 MW	35.000 USD	26,9
	600 kW	35.000 USD	58,3

En la Figura B-3 se comparan los datos obtenidos en (Kaldellis & Gavras 2000) y los datos obtenidos en los otros autores presentado anteriormente (rombos negros). A estos

datos se les ajusto una línea de tendencia para un caso optimista, pesimista y medio, de la forma:

$$COMA[\%Inv] = K + Ae^{-Potencia[kW]c} \quad (B.1)$$

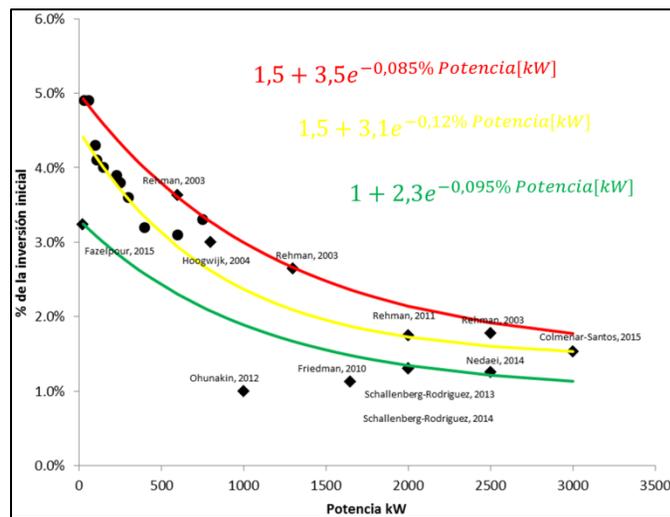


Figura B-3. Comparación de COMA entre los distintos autores revisados y las curvas ajustadas. En rojo, amarillo y verde, el caso pesimista, medio y optimista, respectivamente.

ANEXO C: VARIABILIDAD EXPLICADA POR ENOS

A continuación se presenta la importancia relativa de ENOS dentro de la variabilidad mensual total de la velocidad del viento. En primer lugar ENOS es comparado con otras oscilaciones y luego se determina su participación dentro de la variabilidad no asociada a un ciclo anual fijo.

C.1 Importancia de ENOS respecto a otras oscilaciones

Como primera aproximación para comprender la importancia de ENOS en la variabilidad del viento, se calcula la varianza explicada por cada patrón, los cuales corresponden a ENOS, al MAC y al resto de patrones. La varianza de cada patrón corresponde a la varianza del PCTS correspondiente, o equivalentemente, del valor propio asociado a cada modo, donde en el caso de ENOS, corresponde a la combinación de varios modos. El resultado de este proceso sugeriría que ENOS influye poco a lo largo del periodo analizado (Figura C-1) y que el MAC explica la mayor parte de la varianza. Es por este motivo, que el ciclo anual, a veces modelado como MAC, es más estudiado que ENOS.

Sin embargo, se debe considerar que episodios de El Niño o La Niña no están presentes en todos los meses, y que los eventos extremos son aún menos frecuentes, por lo que es natural que el efecto de ENOS en la varianza total se vea como menos importante. De hecho, los meses en que ENOS está más presente, es decir eventos moderados y más fuertes, corresponden a sólo a un 20% del tiempo (78 meses).

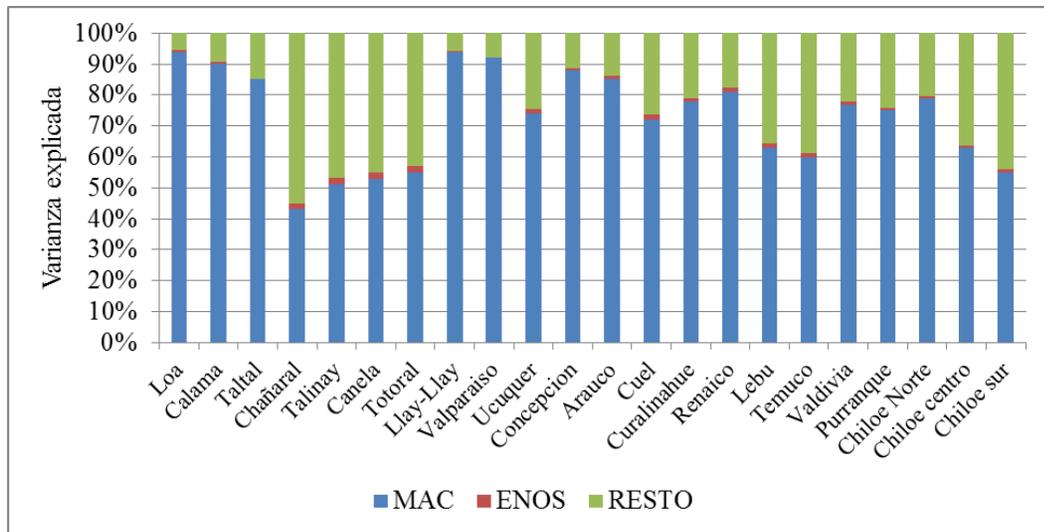


Figura C-1. Varianza explicada por cada oscilación.

Por lo tanto, para determinar la importancia de ENOS en la velocidad del viento se calcula su participación en la anomalía del viento (correspondiente a las desviaciones entorno al promedio y la tendencia lineal de largo plazo) y no en la variabilidad misma. Esto implica determinar el peso de la señal o componente de ENOS respecto a las otras componentes, las cuales están relacionadas con otros efectos. Un problema de este cálculo, es que la anomalía del viento puede ser positiva para un determinado mes y el efecto del ENOS (u otro) puede ser negativo. Por ejemplo, en la Figura C-2 se presenta la anomalía del viento descompuesta en la componente del MAC, la componente de ENOS y una componente relacionada con otros fenómenos.

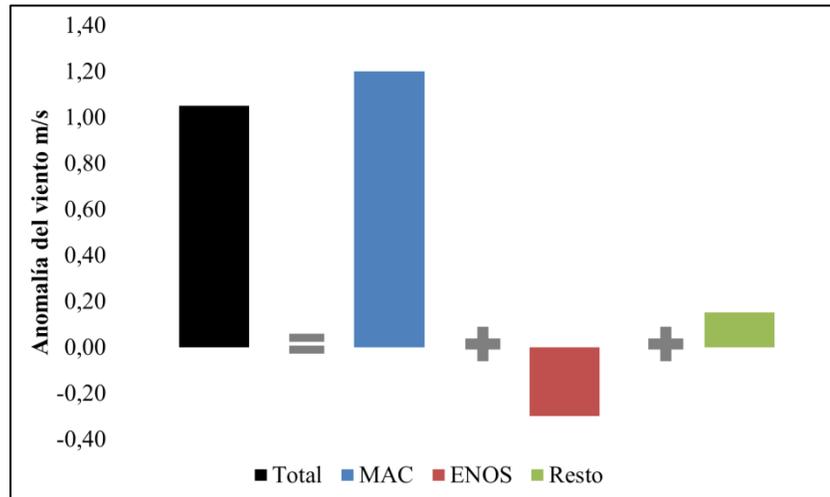


Figura C-2. Ejemplo del efecto de las oscilaciones como el MAC y ENOS en la anomalía del viento.

Para establecer la importancia de la componente de ENOS, se compara el valor absoluto de la componente en un determinado mes, con la suma de los valores absolutos de las componentes relacionadas con otros fenómenos u oscilaciones climáticas. Esto se hace para cada mes, mostrando el resultado promedio para los meses que presentan eventos fuertes y de mayor intensidad para cada sitio (Figura C-3).

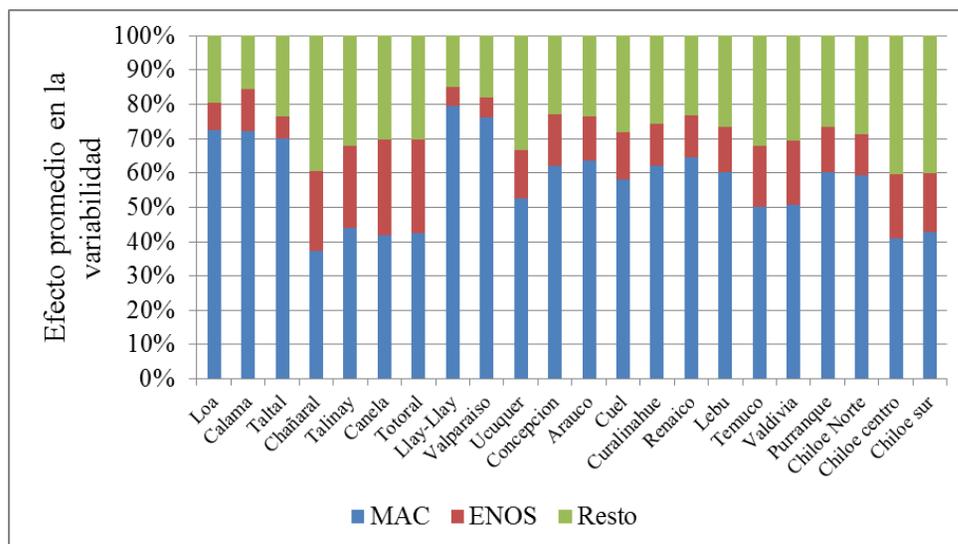


Figura C-3. Participación promedio en la variabilidad de cada oscilación para eventos fuertes y muy fuertes de ENOS.

Esto quiere decir que por ejemplo en Canela, la anomalía del viento está explicada en un 30% por ENOS en aquellos meses que presentan eventos de El Niño o La Niña calificados como fuertes o muy fuertes. Es decir, cuando El Niño o La Niña aparecen con una alta intensidad, son responsables de gran parte de la variabilidad del viento. Inclusive, en estos meses el efecto de ENOS es tan importante que es comparable al efecto del MAC para ese sitio. En general, al considerar todos los sitios, se puede observar que la importancia de la componente de ENOS es importante, ya que corresponde a una única oscilación que explica una parte importante, o al menos no despreciable de la anomalía, mientras que el resto corresponde a la combinación de otros fenómenos.

C.2 Importancia de ENOS respecto a las irregularidades del viento

Otro enfoque para determinar la importancia de ENOS en el viento, es determinar su participación en las irregularidad mensual del viento, la cual se calcula restando a la serie de medias mensuales de velocidad, la tendencia lineal y luego el perfil promedio anual en cada mes o componente cíclica anual (Tabla C-1). Por lo tanto la irregularidad corresponde a desviaciones no asociada a los ciclos mensuales a lo largo del año. En la Tabla C-2 se muestran las varianzas y desviaciones estándar de la anomalía y de la componente irregular resultante de este cálculo, además de sus respectivas diferencias, de manera de apreciar la importancia de cada componente en la variabilidad del recurso.

Tabla C-1. Perfil promedio anual de la anomalía de la velocidad del viento.

	Velocidad promedio de la anomalía m/s											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Loa	-0,63	-0,75	-0,76	-0,39	0,30	0,48	0,53	0,99	0,38	0,19	-0,09	-0,25
Calama	-0,75	-0,81	-0,52	-0,47	-0,18	0,38	0,38	0,46	1,02	0,61	0,46	-0,60
Taltal	-3,18	-3,10	-2,76	-1,79	2,03	3,38	3,50	2,68	2,47	0,39	-1,41	-2,21
Chañaral	-0,33	-0,34	-0,44	-0,33	-0,39	-0,13	0,52	1,21	1,05	0,13	-0,86	-0,08
Talinay	-1,07	-1,24	-0,34	1,26	-0,07	0,52	0,89	0,92	0,55	-0,02	-0,95	-0,45
Canela	-0,65	-0,93	-1,71	-1,01	-0,48	1,02	1,28	1,47	1,01	0,32	-0,40	0,07
Total	-0,43	-0,78	-1,37	-1,24	-1,14	0,83	1,05	1,16	0,95	0,49	0,02	0,48
Llay-Llay	1,01	1,09	0,26	-0,60	-1,21	-1,08	-0,96	-0,78	-0,40	0,55	1,00	1,13
Valparaíso	-1,41	-1,48	-1,40	-0,92	-0,13	3,43	3,00	1,72	-0,52	-0,47	-0,73	-1,08
Ucuquer	-0,79	-0,89	-1,00	-0,71	-0,17	2,23	1,88	1,30	-0,52	-0,50	-0,22	-0,61
Concepción	0,90	-0,02	-2,02	-2,12	-2,35	2,05	2,07	1,75	-1,66	-0,98	0,80	1,58
Arauco	4,11	3,39	-1,75	-2,05	-2,08	-1,45	-1,52	-1,78	-3,00	-0,23	2,38	3,99
Cuel	2,11	2,35	-1,34	-1,63	-1,53	0,64	0,35	-0,14	-1,90	-1,39	0,52	1,95
Curalinahue	2,13	1,94	-2,08	-2,13	-1,86	0,29	0,06	-0,25	-1,84	-0,43	1,71	2,48
Renaico	3,34	3,44	-0,98	-1,51	-1,58	-0,94	-1,04	-1,44	-2,66	-1,08	1,40	3,04
Lebu	0,88	1,25	-1,44	-1,55	-1,23	1,25	0,97	0,65	-2,57	-0,53	1,23	1,09
Temuco	0,29	0,68	-1,36	-0,44	-0,15	1,54	1,49	1,19	-2,54	-1,46	0,17	0,58
Valdivia	-1,10	-0,56	-1,53	-1,06	-0,68	2,54	2,02	1,66	0,09	-0,33	-0,43	-0,63
Purranque	-2,55	-2,11	-1,66	-0,33	1,56	3,98	3,38	3,16	-0,53	-1,35	-1,61	-1,95
Chiloé Norte	-1,89	-1,94	-1,01	-0,30	0,30	3,40	2,72	2,59	-0,81	-0,96	-0,97	-1,14
Chiloé centro	-1,12	-1,63	-2,36	-1,30	-0,40	3,24	2,69	2,96	-0,50	-0,65	-0,62	-0,31
Chiloé sur	-0,95	-1,30	-1,17	-0,32	0,36	2,19	1,71	1,70	-0,45	-0,67	-0,75	-0,35

Tabla C-2. Varianza y desviación estándar de la anomalía y de su componente de irregularidad.

Sitio	Varianza (m/s) ² / Desviación estándar m/s		
	Anomalía	Irregularidad	Diferencia
Loa	0,31/0,56	0,02/0,13	0,29/0,43
Calama	0,39/0,62	0,04/0,19	0,35/0,43
Taltal	7,67/2,77	1,11/1,05	6,56/1,72
Chañaral	0,85/0,92	0,49/0,7	0,36/0,22
Talinay	1,28/1,13	0,64/0,8	0,64/0,33
Canela	1,85/1,36	0,88/0,94	0,97/0,42
Total	1,5/1,22	0,66/0,81	0,84/0,41
Llay-Llay	0,84/0,92	0,05/0,22	0,8/0,7
Valparaíso	3,05/1,75	0,31/0,56	2,74/1,19
Ucuquer	1,62/1,27	0,44/0,67	1,17/0,61
Concepción	3,15/1,78	0,37/0,61	2,78/1,17
Arauco	7,65/2,77	1,14/1,07	6,51/1,7
Cuel	3,06/1,75	0,81/0,9	2,25/0,85
Curalinahue	3,51/1,87	0,73/0,85	2,78/1,02
Renaico	5,37/2,32	1,02/1,01	4,35/1,31
Lebu	2,66/1,63	0,92/0,96	1,74/0,67
Temuco	2,41/1,55	0,95/0,97	1,47/0,58
Valdivia	2,12/1,46	0,5/0,71	1,62/0,75
Purranque	6,75/2,6	1,59/1,26	5,17/1,34
Chiloé Norte	3,99/2	0,82/0,91	3,17/1,09
Chiloé centro	5,24/2,29	2/1,41	3,24/0,88
Chiloé sur	2,47/1,57	1,13/1,06	1,34/0,51

La participación de ENOS en la irregularidad es calculada para cada sitio de manera análoga a la sección anterior, calculando el peso relativo de la componente de ENOS, con las otras componentes (Tabla C-3). Los porcentajes han sido calculados promediando la diferencia del valor absoluto de la componente ENOS y de la suma del valor absoluto de las otras componentes, dividiéndola por este mismo valor (C.1).

$$Participación_{ENOS} = \frac{Comp_{ENOS}}{Comp_{ENOS} + Comp_{MAC} + Comp_{Resto}} 100\% \quad (C.1)$$

Es decir, en cada sitio y para cada mes, se comparó el peso relativo de la componente de ENOS y se comparó con el total, promediando finalmente estos valores.

Tabla C-3. Participación promedio de ENOS de la irregularidad del viento

Sitio	El Niño				La Niña		
	Muy Fuerte	Fuerte	Medio	Débil	Débil	Medio	Fuerte
Loa	47%	36%	26%	21%	12%	24%	36%
Calama	49%	38%	29%	24%	13%	22%	56%
Taltal	21%	26%	20%	15%	7%	14%	26%
Chañaral	44%	27%	18%	13%	7%	16%	30%
Talinay	47%	26%	19%	13%	9%	16%	29%
Canela	52%	35%	18%	12%	11%	14%	28%
Total	52%	30%	24%	10%	10%	19%	29%
Llay-Llay	34%	32%	20%	12%	7%	14%	39%
Valparaíso	38%	24%	16%	12%	7%	15%	22%
Ucuquer	28%	28%	21%	17%	10%	15%	27%
Concepción	48%	28%	24%	18%	9%	23%	53%
Arauco	38%	35%	28%	21%	9%	23%	39%
Cuel	45%	32%	26%	15%	9%	18%	52%
Curalinahue	42%	34%	22%	15%	8%	21%	47%
Renaico	50%	25%	25%	17%	9%	18%	39%
Lebu	35%	20%	18%	14%	8%	15%	47%
Temuco	38%	26%	21%	13%	8%	15%	51%
Valdivia	50%	32%	25%	14%	7%	21%	33%
Purranque	48%	18%	22%	13%	6%	14%	23%
Chiloé Norte	36%	27%	18%	12%	8%	13%	14%
Chiloé centro	41%	28%	11%	9%	5%	12%	23%
Chiloé sur	39%	32%	11%	11%	5%	15%	21%

Una alta participación de ENOS en la irregularidad no implica necesariamente un alto impacto en la velocidad del viento. Esto es debido a que su importancia total depende tanto de la media del sitio como de la importancia de la componente cíclica anual. Por ejemplo el sitio Loa tiene una participación de ENOS superior a 21% para eventos de cualquier intensidad. Sin embargo, como se presenta en la Tabla C-2, la varianza de lo

que queda al restarle la componente cíclica anual a la anomalía es de $0,02 \text{ (m/s)}^2$, lo que es muy bajo comparado con la de la anomalía completa, de $0,31 \text{ (m/s)}^2$.

La participación de ENOS en la irregularidad del viento alcanza un promedio máximo de 50% para El Niño muy fuerte en Canela, Totoral y Curalinahue. Por el contrario, la participación de ENOS tiene un mínimo de 5% para eventos débiles de La Niña en Chiloé. Esto establece la importante influencia de ENOS en la irregularidad del viento. Esta misma conclusión se desprende al considerar que una única oscilación explica por lo menos el 15% de la irregularidad en cualquiera de los sitios cuando ocurre un evento con intensidad moderada.