

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

**IMPACTO ECONOMICO EN PARQUES EOLICOS PROVOCADOS POR LAS
VARIACIONES DE PRECIOS DE LA ENERGIA LUEGO DE LA UNIÓN SIC-SING**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL**

AUTOR

NICOLÁS ANDRES SILVA ABARCA

PROFESOR

RODRIGO DEMARCO BULL

VALPARAISO, 3 DE NOVIEMBRE, 2017.

Índice de Contenidos

1. INTRODUCCIÓN	9
2. OBJETIVOS	13
2.1. Objetivo General	13
2.2. Objetivos Específicos	13
3. MARCO TEÓRICO	14
3.1. Energías renovables y no renovables	14
3.1.1. Fuentes de Energía No Renovable	14
3.1.2. Fuentes de Energía Renovable	16
3.2. Energía Eólica.....	18
3.3. Aerogeneradores	19
3.3.1. Tipos de aerogeneradores	19
3.3.2. Transformación de la energía eólica.....	23
3.4. Estructuras general de costos para la implementación de un parque eólico	26
3.5. Situación energética en Chile	31
3.5.1. Situación de la energía eólica en Chile.....	33
3.6. Precios de venta de la electricidad en Chile	35
3.7. Proyecto de unión entre el SIC y el SING	37
4. METODOLOGÍA	40

4.1.	Supuestos para la evaluación de los CASOS ACTUALES	41
4.2.	Supuestos para la evaluación de los CASOS PROPUESTOS.....	46
5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	48
5.1.	Análisis de resultados del Caso Actual Calama.....	48
5.2.	Análisis de resultados del Caso Futuro de Calama.....	52
5.3.	Análisis de resultados del Caso Actual de Rumena.....	55
5.4.	Análisis de resultados del Caso Futuro de Rumena.....	59
6.	SENSIBILIZACIÓN DE VARIABLES	63
6.1.	Velocidad del viento	63
6.2.	Tasa de descuento	65
6.3.	Años de Proyección	66
6.4.	Tasa de Inflación.....	67
6.5.	Tasa de escalamiento de la electricidad	69
6.6.	Tasa de impuesto	70
6.7.	Financiamiento.....	71
6.7.1.	Financiamiento con 70% de relación deuda	72
6.7.2.	Financiamiento con 99% de relación deuda	76
7.	CONCLUSIONES	79
8.	BIBLIOGRAFIA	83

Índice de Ilustraciones

Ilustración 3.1: Estimación de emisiones de GEI por ciclo de vida	17
Ilustración 3.2: Principales tipos de aerogeneradores horizontales	20
Ilustración 3.3: Aerogenerador de eje horizontal (tripala).....	21
Ilustración 3.4: Diseño de rotor Savonius.....	22
Ilustración 3.5: Diseño de rotor Darrieus	22
Ilustración 3.6: Coeficiente de potencia por tipo de aerogenerador	26
Ilustración 3.7: Distribución de los costos de un proyecto eólico	28
Ilustración 3.8: Comportamiento del precio de los aerogeneradores en Europa	29
Ilustración 3.9: Evolución de los costos por kW instalado	30
Ilustración 3.10: Capacidad eléctrica instalada por tecnología	31
Ilustración 3.11: Capacidad eléctrica instalada de ERNC por tecnología	32
Ilustración 3.12: Distribución del factor de planta anual en territorio Chileno	34
Ilustración 3.13: Evolución Precio Medio de Mercado Nominal entre 2006-2016.....	37
Ilustración 5.1: Flujo de caja acumulado “Caso Actual Calama”.....	49
Ilustración 5.2: Impacto relativo de los parámetros en el VAN.	50
Ilustración 5.3: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y la tarifa de exportación de electricidad.“Caso Actual Calama”	50
Ilustración 5.4: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento. “Caso Actual Calama”	51
Ilustración 5.5: Sensibilidad del VAN con respecto a la electricidad exportada a la red y a la tarifa de exportación de electricidad. “Caso Actual Calama”.	51

Ilustración 5.6: Distribución del VAN "Caso Actual Calama".	51
Ilustración 5.7: Flujo de caja acumulado “Caso Futuro Calama”	53
Ilustración 5.8: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y la tarifa de exportación de electricidad. “Caso Futuro Calama”.	53
Ilustración 5.9: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento. “Caso Futuro Calama”.	54
Ilustración 5.10: Sensibilidad del VAN con respecto a la electricidad exportada a la red y a la tarifa de exportación de electricidad. “Caso Futuro Calama”.	54
Ilustración 5.11: Distribución del VAN para el "Caso Futuro Calama"	55
Ilustración 5.12: Flujo de caja acumulado “Caso Actual Rumena”.	56
Ilustración 5.13: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y la tarifa de exportación de electricidad. “Caso Actual Rumena”.	57
Ilustración 5.14: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento. “Caso Actual Rumena”	57
Ilustración 5.15: Sensibilidad del VAN con respecto a la electricidad exportada a la red y a la tarifa de exportación de electricidad. “Caso Actual Rumena”	58
Ilustración 5.16: Distribución del VAN para el "Caso Actual Rumena"	58
Ilustración 5.17: Flujo de caja acumulado “Caso Futuro Rumena”	60
Ilustración 5.18: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y la tarifa de exportación de electricidad. “Caso Futuro Rumena”.	60
Ilustración 5.19: Ilustración 27: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento. “Caso Futuro Rumena”	61
Ilustración 5.20: Sensibilidad del VAN con respecto a la electricidad exportada a la red y a la tarifa de exportación de electricidad. “Caso Futuro Rumena”.	61

Ilustración 5.21: Distribución del VAN para el "Caso Futuro Rumena"	62
Ilustración 6.1: VAN en función de la velocidad del viento	64
Ilustración 6.2: VAN en función de la tasa de descuento.....	66
Ilustración 6.3: VAN en función de los años de proyección del proyecto	67
Ilustración 6.4: VAN en función a la inflación.....	68
Ilustración 6.5: VAN con respecto a la tasa de escalamiento de la electricidad	70
Ilustración 6.6: Flujo de caja acumulado “Caso Futuro Rumena” financiamiento 70% ..	73
Ilustración 6.7: Impacto relativo de los parámetros en el VAN financiamiento 70%	73
Ilustración 6.8: Sensibilidad del VAN con respecto a la tasa de interés de la deuda y la relación de la deuda.“Caso Futuro Rumena” con financiamiento 70%.	74
Ilustración 6.9: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y costos de operación y mantenimiento.“Caso Futuro Rumena” con financiamiento 70%.....	74
Ilustración 6.10: Sensibilidad del VAN con respecto a la tasa de interés de la deuda y la tarifa de exportación de electricidad. “Caso Futuro Rumena” con financiamiento 70%.....	74
Ilustración 6.11: Distribución del VAN "Caso Futuro Rumena” financiamiento 70%	75
Ilustración 6.12: Flujo de caja acumulado “Caso Futuro Rumena” financiamiento 99%. ..	77
Ilustración 6.13: Sensibilidad del VAN con respecto a la tasa de interés de la deuda y la relación de la deuda.“Caso Futuro Rumena” financiamiento 99%.	77
Ilustración 6.14: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y costos de operación y mantenimiento.“Caso Futuro Rumena” con financiamiento 99%.....	78
Ilustración 6.15: Sensibilidad del VAN con respecto a la tasa de interés de la deuda y la tarifa de exportación de electricidad.“Caso Futuro Rumena” con financiamiento 99%	78
Ilustración 6.16: Distribución del VAN "Caso Futuro Rumena" financiamiento 99%	78

Índice de Tablas

Tabla 3.1: Resumen de características de los distintos tipos de rotores	23
Tabla 3.2: Costos de inversión por tecnología generadora de energía en Chile 2016.....	30
Tabla 3.3: Resumen de estados de proyectos ERNC - Junio 2017.....	33
Tabla 3.4: Proyección de ventas en el SIC y SING por clientes libres y regulados	39
Tabla 4.1: Características de la ubicación cercana a Calama	41
Tabla 4.2: Características de la ubicación cercana a Rumena	41
Tabla 4.3: Velocidad Media diaria del año 2010.....	42
Tabla 4.4: Características de la turbina Siemens SWT 2.3-93	42
Tabla 4.5: Tasa de impuesto a la renta, contribuyentes de primera categoría	44
Tabla 4.6: Precios nudo a corto plazo año 2016.....	45
Tabla 4.7: Precios actuales estimados para análisis de los proyectos.....	45
Tabla 4.8: Precios futuros estimados dada la creación del SEN.....	46
Tabla 5.1 Modelo de energía “Caso Actual Calama”	49
Tabla 5.2: Indicadores Económicos “Caso Actual Calama”.	49
Tabla 5.3: Modelo de energía “Caso Futuro Calama”	52
Tabla 5.4: Indicadores Económicos “Caso Futuro Calama”	52
Tabla 5.5: Modelo de energía “Caso Actual Rumena”	56
Tabla 5.6: Indicadores Económicos “Caso Actual Rumena”	56
Tabla 5.7: Modelo de energía “Caso Futuro Rumena”	59
Tabla 5.8: Indicadores Económicos “Caso Futuro Rumena”.	59
Tabla 6.1: Variación de la velocidad del viento.	64
Tabla 6.2: Variación de la tasa de descuento.....	65

Tabla 6.3: Variación de los años de proyección	67
Tabla 6.4: Variación del VAN con respecto a la tasa de inflación.....	68
Tabla 6.5: Variación del VAN con respecto a la tasa de escalamiento de la electricidad .	69
Tabla 6.6: Variación del VAN con respecto a la tasa de impuestos.....	71
Tabla 6.7: Resumen del financiamiento 70% para “Caso Futuro Rumena”.....	72
Tabla 6.8: Indicadores financieros "Caso Futuro Rumena" con financiamiento 70%	72
Tabla 6.9: Resumen del financiamiento 99% para “Caso Futuro Rumena”.....	76
Tabla 6.10: Indicadores financieros "Caso Futuro Rumena" financiamiento 99%	76

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente el mundo se está viendo involucrado en una crisis energética a nivel mundial debido a la alta población y sus consumos elevados de electricidad. Cada vez las personas van creando mayores necesidades que van de la mano en conjunto con el consumo energético, Chile no se queda al margen de esto, los últimos 20 años Chile ha cuadruplicado su consumo de energía eléctrica (Electricidad, 2015). Conforme pasan los años, el país va necesitando mayor cantidad de energía en sus procesos diarios debido a su crecimiento constante, si el país crece, necesita más energía, por lo tanto se va haciendo cada vez más necesaria la creación de grandes plantas generadoras de energía en el país.

Chile posee una estructura territorial muy distinta al resto de los países del mundo, lo que dificulta su transmisión de energía desde los distintos puntos del país, haciendo necesario distintos sistemas de transmisión de energía para los distintos sectores a nivel nacional. Existen dos sistemas importantes que en total cubren sobre el 98% de la población: el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). (Generadoras de Chile, 2017)

El SIC abastece al 92,2% de la población del país con una capacidad instalada de generación de 17.346 MW, en donde se tienen más de 130 empresas de generación que prestan sus servicios a este sistema. Por otro lado, el SING abarca el norte grande de Chile y un 6,3% de la población chilena, considerando una capacidad instalada de generación de 5.256 MW y alrededor de 10 empresas generadoras de energía que abastecen el sistema. (CNE, 2017c).

Dentro de las empresas generadoras de energía que existen en Chile, se encuentran las generadoras de energía con combustibles fósiles como termoeléctricas y diésel, las cuales producen grandes cantidades de contaminantes y tienen un alto poder destructivo del ambiente. Por otro lado, se encuentran las generadoras de energía renovables, las cuales son energías limpias que son extraídas desde recursos del medio ambiente, como la energía eólica, hídrica y solar. (Ministerio del Medio Ambiente de Chile, 2014)

En Chile, la energía renovable ha sido muy valorada en los últimos años debido a la alta cantidad de recursos que posee el país, los cuales cada día van aprovisionando con energía a los sistemas eléctricos del territorio nacional. Se estima que actualmente el 17% de la energía es producida por generadores de energía renovables no convencionales (CNE, 2017c), y se tiene como meta que al 2020 el 20% de la energía utilizada por la población chilena sea generada por productores de energía renovable no convencionales. Estas productoras van al alza en estos momentos debido al descubrimiento de los recursos, el abaratamiento de los costos para la implementación de las nuevas plantas y la apertura de la normativa mejorando la competitividad a estos tipos de plantas con respecto a las convencionales. En 2013 se promulgó la ley N°20698 en donde se exige que para el año 2025 el 20% de la energía que es consumida en Chile debe haber sido producida por alguna planta de energía renovable no convencional. De esta misma forma el 30 de diciembre de 2015 se firmó un decreto supremo aprobando una nueva estrategia para el sector energético del país llamado “Energía 2050”. Las principales metas de esta nueva estrategia son entregar a todas las familias vulnerables acceso continuo y de calidad a los servicios energéticos, además que el 70% de la generación energética chilena provenga de energías renovables y que el 100% de las edificaciones nuevas tengan altos estándares de construcción eficiente y cuenten con sistemas de control de energía. (Ministerio de Energía de Chile, 2015)

Entre las principales energías renovables que se encuentran en Chile, se distingue la energía eólica, de la cual se tiene 31 parques en todo el país, los cuales van desde generaciones de 1650 kW con 6 turbinas, hasta parques productores de 115000 kW con 50 turbinas, siendo el último uno de los parques eólicos más grandes de Sudamérica (Minería Chile, 2014). La energía eólica tiene un gran potencial dentro de Chile y sobre todo en el norte del país, ya que en esas zonas se encuentra un alto flujo de vientos constantes de donde se puede extraer altas cantidades de energía.

Actualmente para mejorar la competitividad de las empresas y disminuir los precios de la electricidad se realizará una unión del SIC y el SING (Coordinador Eléctrico Nacional, 2017), por lo que las empresas competirán arduamente por intentar vender su energía a ambos sistemas interconectados. Se estima que el mayor beneficiado serán los consumidores del norte grande que podrán percibir disminuciones de hasta US\$ 13 MW/h en sus cuentas de electricidad, además de beneficiar a las grandes mineras e industrias que se encuentran en la zona norte del país. Para la población ubicada en la zona central, se percibirá una baja de solo US\$ 3 MW/h en la cuenta de la electricidad. (Nueva Minería y Energía, 2016)

Estas disminuciones en los precios y la alta competitividad que evidenciarán las empresas productoras de energías pueden generar que los futuros proyectos en términos energéticos no se vuelvan tan viables como se pensaba. Se hace necesario considerar como se verán afectados futuros proyectos de energía renovable después de la baja en los precios de la electricidad, para así cumplir con la ley N°20698 promulgada en 2013, en donde se exige que el 20% de la energía consumida deberá provenir de generadores de energía renovable no convencional para el año 2025. (Ministerio de Energía de Chile, 2017)

El presente trabajo busca realizar una evaluación financiera de un proyecto de instalación de un parque eólico en tres ubicaciones estratégicas en el norte de Chile, y si estos serán o no viables en el tiempo debido a la unión que se realizará entre el sistema interconectado central y el sistema interconectado del norte grande y sus consecuencias en la disminución de precios de la energía eléctrica.

2. OBJETIVOS

2.1.Objetivo General

- Analizar la sensibilidad al precio de venta de la electricidad que tendrá un parque eólico chileno perteneciente al SIC o al SING después de la creación del Sistema Eléctrico Nacional, mediante el uso del software RETScreen.

2.2.Objetivos Específicos

- Estudiar la teoría asociada a los aerogeneradores y su funcionamiento.
- Determinar los parámetros necesarios para la evaluación de los casos en el software Retscreen.
- Calcular la variación del precio de la energía que experimentaran los clientes tanto regulados como libres luego de la unión SIC-SING.
- Formular dos casos base en función de los parámetros encontrados y evaluar la energía producida y su viabilidad económica al momento en que varía el precio de venta de la energía eléctrica producida.
- Determinar el lugar que posea la mayor rentabilidad evaluando cantidad de viento, ubicación y sensibilidad con respecto a los precios de venta a los que se verá afectada la planta.

3. MARCO TEÓRICO

3.1. Energías renovables y no renovables

El ser humano a lo largo de la historia ha tenido que aprender a convivir con el planeta y extraer recursos para poder subsistir y mejorar su calidad de vida. Conforme pasan los años, la tecnología ha ayudado a descubrir nuevas formas de extraer energía del planeta. Principalmente existen dos fuentes de recursos energéticos desde donde el ser humano extrae recursos: Las fuentes renovables de energía y las no renovables.

3.1.1. Fuentes de Energía No Renovable

La energía no renovable, tal como su nombre lo indica, proviene de fuentes que después de ser utilizadas no logran volver a su estado original, por lo que éstas tienen un periodo de tiempo limitado en nuestro planeta. Estos recursos fueron formados durante millones de años bajo distintos subsuelos del planeta y sufrieron distintos tipos de presiones con el paso de los años. Las fuentes de energía no renovables son principalmente el Carbón, Petróleo, Gas Natural, Uranio, etc. (Villarrubia, 2004). Los combustibles fósiles son la fuente de energía más utilizada a nivel mundial.

El descubrimiento de estos combustibles y su utilización en el proceso de combustión han llevado a los avances tecnológicos más grandes de la historia de la humanidad (Folchi & Rubio, 1994), mejorando así el bienestar de la población mundial. Lamentablemente, la combustión de estos combustibles ha generado el aumento de los gases de efecto invernadero, provocando que el

planeta se encuentre bajo una transición climática importante, cambiando ecosistemas y afectando a la población en distintos puntos del mundo por igual.

Los contaminantes producidos por el uso de combustibles fósiles pueden provocar enfermedades cardiovasculares (Brunekreef & Holgate, 2002) y respiratorias (Stevanovic & Stankovic, 2015) sobretodo en las personas de edad avanzada. Incluso el hecho de que las temperaturas estén aumentando, conlleva a un aumento en los efectos del polen y otros alérgenos, provocando asma, enfermedad que afecta a unos 300 millones de personas en estos momentos y que aumentará conforme pasen los años (Organización Mundial de la Salud, 2016). En el verano de 2003, Europa se vio afectada por una ola de calor que registró un aumento en la mortalidad, llegando a las 70.000 defunciones (Robine et al., 2008).

Con respecto al nivel del mar, éste ha aumentado en 17 centímetros en el siglo XX, provocado por los deshielos de los polos. Los océanos son los principales focos que han absorbido los daños del aumento de las temperaturas, aumentando en 0,302 grados Fahrenheit desde 1969 equivalentes a 0,167 °C, además su acidez ha aumentado en un 30% debido a la absorción de todos los contaminantes que se encuentran en la atmosfera (NASA, 2016).

Es por esto que se han buscado distintas maneras de disminuir el uso de las energías no renovables y dar pie a energías con bajo impacto ambiental y que no produzcan afecciones a la población y al planeta, sino que puedan convivir con los ecosistemas y mantener el nivel de vida que se lleva actualmente. Es por esto que los avances tecnológicos en las fuentes de energía renovable se han hecho tan presente en este último tiempo.

3.1.2. Fuentes de Energía Renovable

Las fuentes de energía renovable son recursos que mantienen un ritmo similar entre su consumo y su generación (Villarrubia, 2004). Principalmente, las energías renovables tienen una base genérica, la energía solar (Talayero & Telmo, 2008). Todos los ciclos naturales se mueven por medio de la energía solar y ese movimiento va derivando en los distintos tipos de energías renovables que existen hoy en día en el planeta, como por ejemplo, la energía hidráulica, la eólica, la mareomotriz, entre otras. (Talayero & Telmo, 2008)

Tal como se menciona en el párrafo anterior, toda la energía nace desde la misma fuente, solo que por distintos motivos se ha visto afectada y transformada en los distintos tipos de energías renovables existentes. Entre las fuentes de energía renovables se encuentran la hidráulica, la solar, la eólica y la de los océanos. Por su parte, también se pueden considerar energías renovables la energía proveniente de la biomasa, la geotérmica y los biocombustibles, solo si se obtiene con un correcto tratamiento de explotación. (Ministerio de Energía de Chile, 2017)

Las energías renovables se pueden clasificar en convencionales y no convencionales dependiendo del grado de tecnología que se requiera para su obtención y su influencia en los mercados energéticos en los que se encuentre (Ministerio de Energía de Chile, 2017). Entre las convencionales, la principal es la energía hidráulica a gran escala, en cambio por el lado de las energías renovables no convencionales (ERNC) se encuentran la eólica, las pequeñas hidroeléctricas, la biomasa, el biogás, la geotermia, la solar y la energía de los mares. Vale destacar que esta definición de ERCN es solo para Chile, teniendo en cuenta el tamaño de las centrales y sus impactos en el mercado energético. (Ministerio de Energía de Chile, 2017)

La energía renovable se caracteriza por sus bajas emisiones de CO₂ al momento de la transformación de la energía, lo que apoya a disminuir o estabilizar el calentamiento global que va al alza. Tal como se puede observar en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, existe una alta brecha entre las tecnologías de generación de energía de recursos no renovables y renovables en lo que respecta a la generación de gases de efectos invernadero.

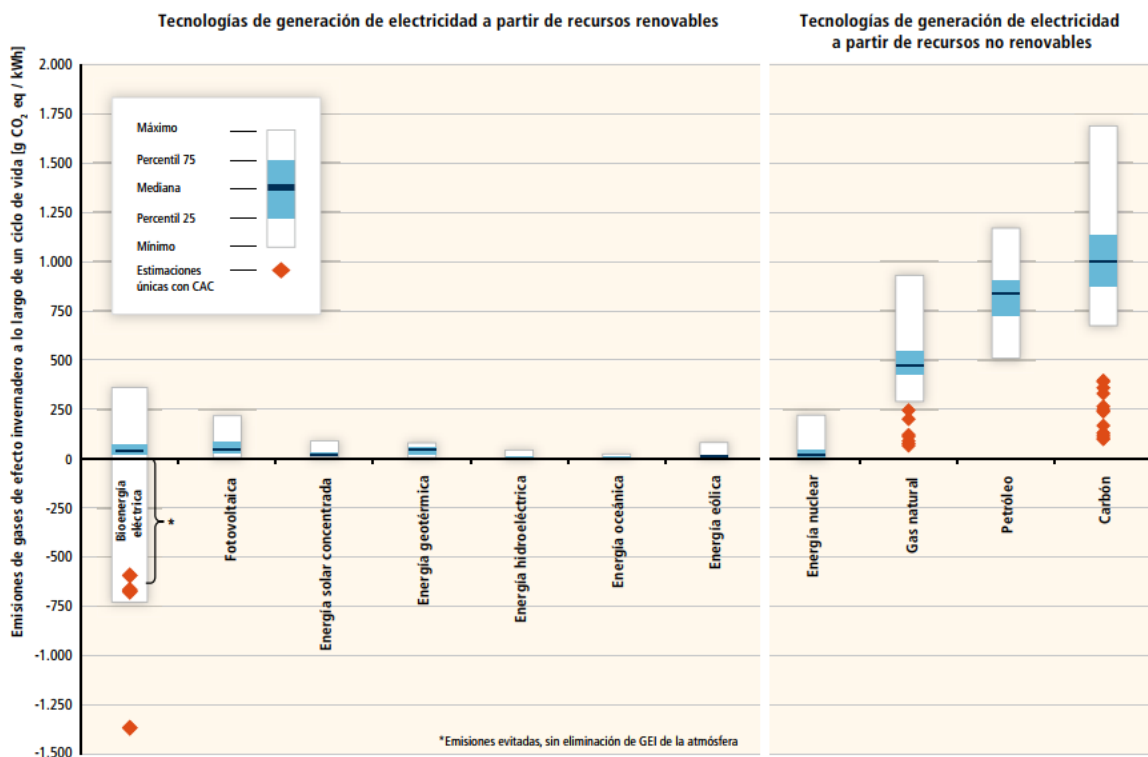


Ilustración 3.1: Estimación de emisiones de gases de efecto invernadero en un ciclo de vida (IPCC, 2011)

Tal como se puede observar, la energía eólica posee una de las emisiones más bajas de gases invernadero al ambiente, con una media muy cercana al 0, lo que corrobora el hecho de que es una buena solución para disminuir la cantidad de contaminantes que se están emitiendo a diario al planeta.

3.2. Energía Eólica

La energía eólica es la energía que es posible extraer del viento. Se define como una energía limpia y renovable, ya que no produce ningún tipo de contaminación al momento de la transformación de la energía y produce un bajo impacto en el medio ambiente en el que se implementa.

Para la obtención de esta energía se necesitan implementos especiales llamados “aerogeneradores”, los cuales se encargan de extraer la energía cinética del viento y realizar la transformación de ésta a energía eléctrica o mecánica (Talayero & Telmo, 2008). Debido a que el viento es muy inconstante se debe tener en cuenta variables como el terreno, la ubicación, la configuración del parque eólico, la dirección y la altura a la cual se ubicarán los aerogeneradores, entre otros.

La ubicación del parque eólico debe ser estudiada con anterioridad, para tener el mayor aprovechamiento de la energía a extraer. Las principales zonas en donde se presentan corrientes de viento son las brisas marinas, corrientes de valle-montaña, encauzamientos (aceleración del viento al entrar en dos obstáculos), entre otros (Talayero & Telmo, 2008). Por su parte, la energía eólica posee múltiples beneficios, tales como:

- Disminuye el agotamiento de los combustibles fósiles, los cuales son limitados.
- Es una energía inagotable y no contamina el medio ambiente, no contribuyendo a la lluvia acida ni a los gases de efecto invernadero.

- El tiempo de construcción es inferior a 6 meses y su instalación es compatible con distintos tipos de suelo.
- Se trata de instalaciones móviles, en donde si fuese necesario su desmantelamiento, se puede recuperar totalmente la zona.

3.3. Aerogeneradores

El aerogenerador se define como una máquina que transforma la energía cinética del viento a energía eléctrica, estos equipos principalmente constan de aspas que reciben el viento, el cual provoca un movimiento en éstas generando la rotación de un eje principal (Moragues & Rapallini, 2003). Ya con el eje en movimiento se comienza a realizar la transformación de la energía mecánica de las aspas en un generador interno del aerogenerador. Este generador es el que hace fundamentalmente la transformación a energía eléctrica, para luego dar paso a los sistemas de transmisión desde donde se puede obtener la electricidad generada por el proceso de extracción. (Moragues & Rapallini, 2003)

3.3.1. Tipos de aerogeneradores

Debido a la alta cantidad de aerogeneradores que existen en los mercados, estos se pueden diferenciar por características específicas, como por ejemplo, el número de aspas, el tamaño, la altura a la cual se pueden colocar para la obtención de las corrientes, posición del eje de rotación, etc. La diferenciación más común que se realiza en el mercado es por la posición del eje de rotación de las aspas, en donde se hace una distinción entre los ejes con orientación horizontal o vertical. (Moragues & Rapallini, 2003)

Aerogeneradores de eje horizontal

Los aerogeneradores con eje horizontal son los más difundidos en el mercado y los que han permitido las mayores eficiencias de conversión. Poseen el eje de rotación paralelo al suelo y alcanzan mayores potencias que los aerogeneradores de tipo vertical. Las partes principales que componen este tipo de sistemas son: Rotor, Caja multiplicadora, Generador, Torre, Sistema de Control y Góndola. Estos aerogeneradores se diferencian también por la cantidad de aspas que pueden poseer y si poseen sistemas de orientación o no.

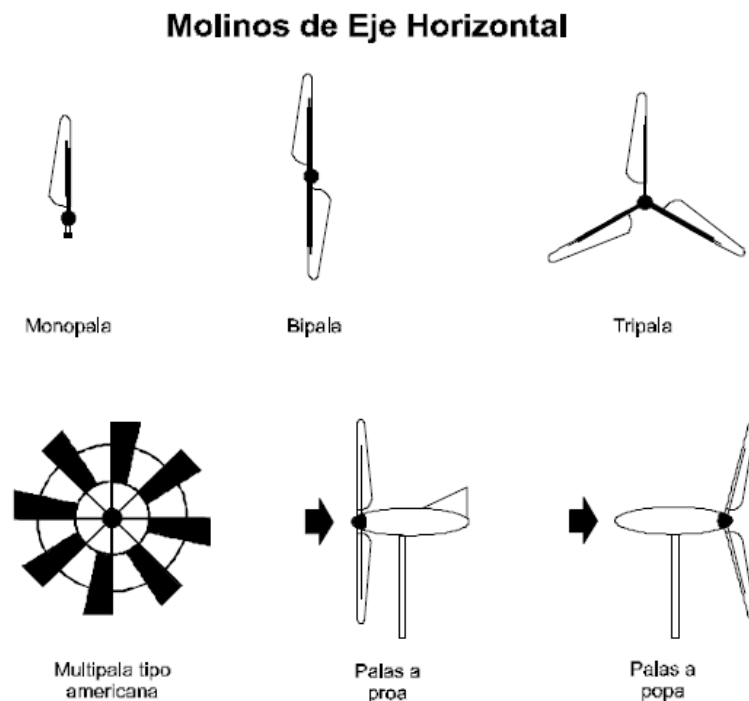


Ilustración 3.2: Principales tipos de aerogeneradores horizontales (Moragues & Rapallini, 2003)

El aerogenerador con mayor eficiencia del tipo horizontal son los tripala con sistema de orientación (palas a proa), lo que le ha dado también una alta demanda en el mercado de

aerogeneradores y por lo tanto, es el que es más reconocido por la población al momento de hablar de equipos de generación por medio de energía eólica.



Ilustración 3.3: Aerogenerador de eje horizontal (tripala)

Aerogeneradores de eje vertical

La característica principal de los aerogeneradores con eje vertical es que no requieren de sistemas de orientación, y por lo tanto se evitan los complejos mecanismos de direccionamiento y se eliminan los esfuerzos a los que se someten las palas al momento de cambiar la orientación del rotor. (Moragues & Rapallini, 2003)

Existen dos diseños principales de aerogeneradores de eje vertical: Savonius y Darrieus. El rotor del aerogenerador Savonius trabaja principalmente por arrastre, en donde tiene un alto par de arranque y una baja eficiencia. Sus costos de implementación son bajos y de fácil construcción.

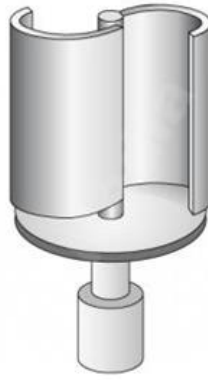


Ilustración 3.4: Diseño de rotor Savonius

Por su parte, para el caso del rotor Darrieus, estos son los principales competidores de los rotores de eje horizontal ya que logran alcanzar mayores rendimientos. Estos aerogeneradores fueron inventados por el ingeniero francés George Darrieux en 1931. Poseen dos o tres hojas, llega a mantener altas velocidades y se pueden aprovechar mejor el espacio en el que se encuentran debido a que no cortan el aire al momento de extraer la energía.



Ilustración 3.5: Diseño de rotor Darrieus

A continuación en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se encuentra una descripción resumen de las características

principales de los distintos tipos de aerogeneradores diferenciados por su eje y el tipo de rotor que poseen. Tal como se puede observar, el rendimiento máximo lo posee el aerogenerador con eje horizontal con un tipo de rotor con hélices.

Características de rotores eólicos

Eje	Tipo de Rotor	Rendimiento Máximo	Características
HORIZONTAL	Holandés	0,17	<ul style="list-style-type: none"> -30-60 kW -Alto par de arranque -Velocidades medias(*) -Diseño ineficiente de las palas -4 palas
	Multipala Americano	0,15	<ul style="list-style-type: none"> -0,4-6 kW -Alto par de arranque -Bajas velocidades -Muchas pérdidas -12-15 palas
	Perfil Aerodinámico (hélices)	0,47	<ul style="list-style-type: none"> -0,5-3.200 kW -Bajo par de arranque -Altas velocidades -Alto rendimiento -1 a 3 palas
VERTICAL	Savonius	0,30	<ul style="list-style-type: none"> -0-1,5 kW -No requiere ser orientado -Alto par de arranque -Bajas velocidades -2 a 4 palas
	Darrieus	0,35	<ul style="list-style-type: none"> -5-500 kW -No requiere ser orientado -No arranca solo -Altas velocidades -Buen rendimiento -2 a 3 palas

Tabla 3.1: Resumen de características de los distintos tipos de rotores (Moragues & Rapallini, 2003)

3.3.2. Transformación de la energía eólica

La energía máxima que puede ser extraída desde una masa de aire en movimiento viene dada por la expresión de la energía cinética:

$$E_c = \frac{1}{2}mV^2$$

Donde:

$$E_c = \text{Energía cinética [Joules]}$$

$$m = \text{Flujo de aire} \left[\frac{\text{kg}}{\text{s}} \right]$$

$$V = \text{velocidad del viento} \left[\frac{\text{m}}{\text{s}} \right]$$

Si se supone la existencia de un área de captación A (o área barrida por las palas) perpendicular a la dirección del viento, el flujo de aire definido en la formula anterior será:

$$m = \rho AV$$

Donde:

$$\rho = \text{densidad del aire} \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]$$

$$m = \text{Área de captación} [\text{m}^2]$$

Con estas definiciones se puede llegar a la energía teórica máxima por unidad de tiempo que se puede extraer desde una masa de aire en movimiento. Este valor será denominado como potencia eólica y será presentado de la siguiente forma:

$$P_{eolica} = \frac{1}{2}\rho AV^3 [W]$$

El científico Albert Betz demostró que la energía máxima aprovechable del viento con un aerogenerador ideal es de 16/27 (coeficiente del límite de Betz), por lo que la potencia eólica no es totalmente aprovechable desde el punto de vista teórico. Debido a esto, el poder máximo que se puede obtener desde un flujo de aire en movimiento por una sección de área A a una velocidad V está dado por:

$$P_{max} = \frac{16}{27 * 2} \rho AV^3 [W]$$

Ya identificada la potencia máxima que puede ser extraída desde las masas de viento, se puede exponer la formula general a la cual se ajustan los aerogeneradores. Se considerara un coeficiente de poder o de rendimiento que será nombrado como C_p , el cual tendrá como cota superior el coeficiente máximo de Betz. Con la siguiente ecuación se podrá evaluar la potencia aprovechable del viento:

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho AV^3 [W]$$

Y por lo tanto, el coeficiente de poder seguirá el siguiente planteamiento:

$$C_p = \frac{P}{P_{eolica}}$$

En la Ilustración 3.6 se muestran definidos los coeficientes de potencia por tipo de aerogenerador con respecto a la razón de velocidad a la cual inician su funcionamiento. Tal como se puede observar, el tripala es el que posee un mejor coeficiente de potencia y por lo tanto, tiene

la mayor proyección si es que se quiere implementar en un parque eólico, todo esto en un escenario especial. Recordar que los parques eólicos están bajo muchas condiciones y variables que influyen en su funcionamiento, por lo que no estrictamente los aerogeneradores tripala tendrán siempre el mejor funcionamiento.

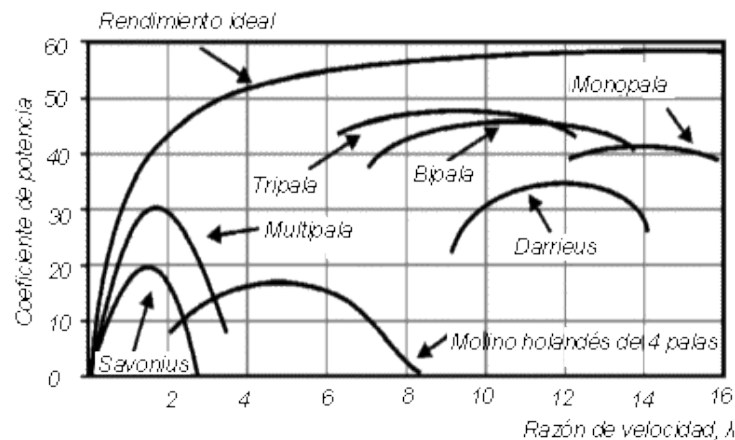


Ilustración 3.6: Coeficiente de potencia por tipo de aerogenerador

3.4. Estructuras general de costos para la implementación de un parque eólico

Para la construcción de un parque eólico se deben tener en cuenta varios aspectos de costos. Se debe recordar que este tipo de instalaciones son proyectos de inversión, en donde se tiene un alto costo al momento de la inversión inicial y luego de la finalización del proyecto se comienza a percibir ingresos por la generación de la energía.

El análisis económico se divide en tres partes principales, los costos de inversión, los costos anuales de explotación (operación y mantenimiento) y por último los costos anuales de financiamiento (IRENA, 2012; C. Moreno, n.d.). A continuación se presentan los costos de

inversión en los que se debe incurrir al momento de la realización de un parque eólicos según (C. Moreno, n.d.) y actualizado con información de las publicaciones de (IRENA, 2012):

- **Costos de estudios de viabilidad:** No superan al 2% del costo total del proyecto, en este estudio se incluye el estudio del recurso eólico, análisis del emplazamiento, diseño inicial, estudio de impacto ambiental, estudio de rentabilidad y gestión de proyecto, entre otros.
- **Costos de equipamiento (aerogenerador):** Corresponde a la mayor parte del costo de un parque eólico, varía entre el 64% al 84% del costo total de un proyecto con estas características. En estos costos se incluye la producción de la turbina y los equipos auxiliares, el transporte hasta el sitio del emplazamiento y la instalación.
- **Costos de obra civil:** Varían entre un 4% a 10% del costo total, en estos costos se incluyen el transporte interno dentro del emplazamiento de la turbina y la torre, la construcción de la cimentación y carreteras, y cualquier otro costo que sea relacionado con la infraestructura que sea necesaria para la instalación y la puesta en marcha de las turbinas.
- **Costos de conexión a la red:** Estos costos tienen una variación entre el 9% y el 14% del costo total, en este conjunto se incluye el cableado, las subestaciones y las líneas eléctricas necesarias para el uso y la transmisión de la energía.

- **Otros costos de inversión:** pueden variar entre un 4% y un 10% del costo total. Incluye una gran gama de costos que dependen mucho de la situación del proyecto, como por ejemplo, costos financieros durante la construcción, permisos legales y de uso del terreno, licencias, consultas, seguros y, además, los sistemas de monitoreo, entre otros.

Un punto de vista más específico lo tiene la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA), quien mantiene constantemente un estudio de los precios que van teniendo los aerogeneradores en Europa y la distribución de los costos de estos proyectos. En la Ilustración 3.7 se muestra un detalle de los costos en los que se incurre al momento de la creación de un proyecto eólico, y tal como se puede observar, la mayoría de los costos se enfocan en la estructura de los aerogeneradores, en donde las aspas, la torre y el gearbox poseen una gran influencia dentro de los costos del proyecto. (IRENA, 2012)

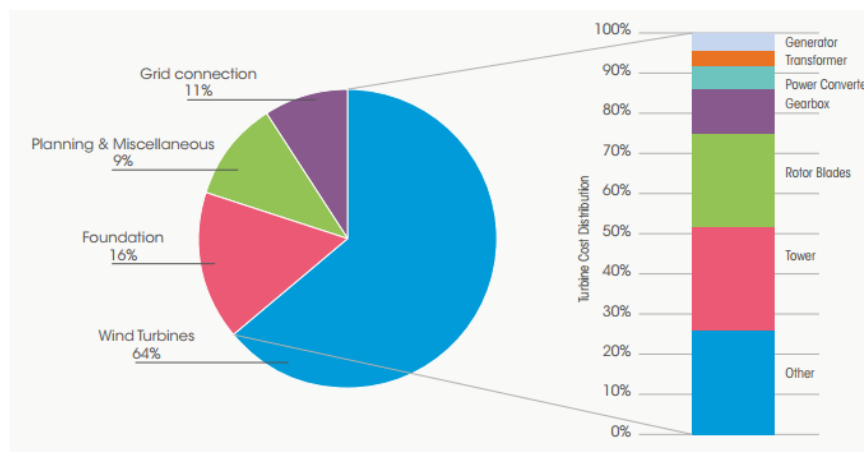


Ilustración 3.7: Distribución de los costos de un proyecto eólico (IRENA, 2012)

Con respecto al comportamiento de los precios de los aerogeneradores, estos fueron al alza desde sus inicios hasta el año 2009 en donde sufrieron una baja debido a las nuevas tecnologías

presentadas, iniciando un descenso en los precios desde el año 2010 en adelante (IRENA, 2012). Estos precios se ajustan principalmente a cada mercado dependiendo de la oferta y demanda que posean estos y la competitividad a la cual se vean afectados. Otros datos que influyen en la variación de los precios son los commodities (acero, cobre y cemento), debido a que la construcción de estos disminuye sus costos si es que se tienen los recursos principales para su creación dentro del país.

Los precios están muy influenciados por lo países y el enfoque que estos le quieran dar a las energías renovables, ya que de alguna manera, los países buscan formas de fomentar la creación de centrales de energías renovables incorporando incentivos para la construcción de estos.

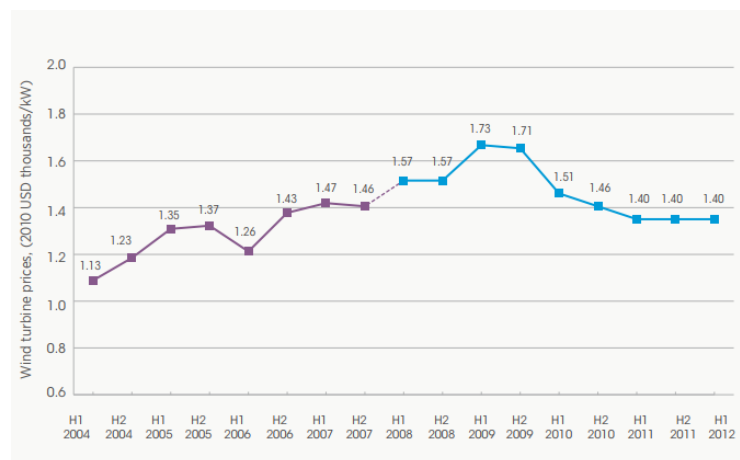


Ilustración 3.8: Comportamiento del precio de los aerogeneradores en Europa

A continuación en la Ilustración 3.9 se muestra una representación de cómo se comportan los costos por capacidad instalada. Tal como se puede observar, en China e India, los promedios se han mantenido constante conforme han pasado los años y con una baja relación entre el costo y la capacidad instalada por kW. Con respecto a Sudamérica, ésta se encuentra con los costos más altos por kW instalado, los cuales bordean los 2400 USD/kW (IRENA, 2015).

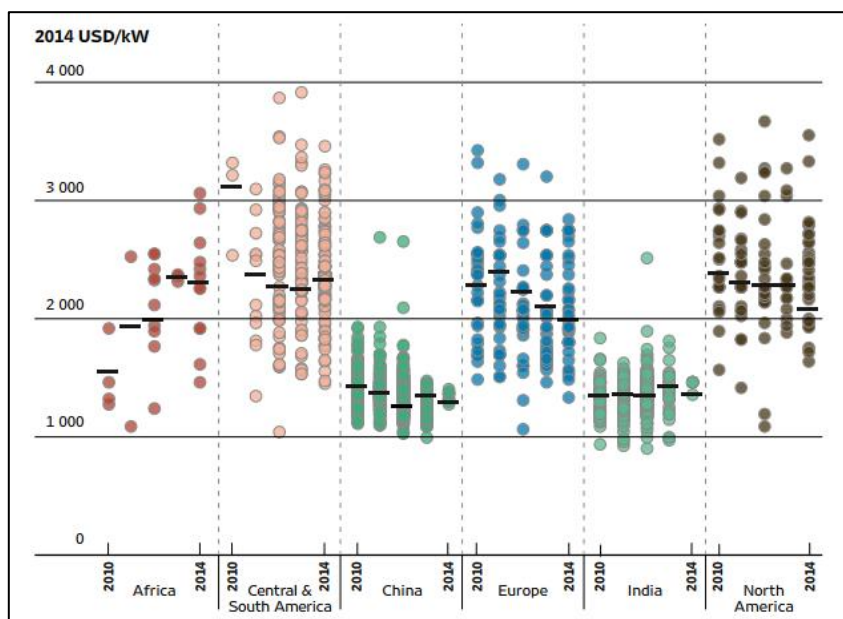


Ilustración 3.9: Evolución de los costos por kW instalado (IRENA, 2015)

Actualmente en Chile se manejan valores de costos de inversión inferiores al común de Latinoamérica. Además, la diferencia de costos puede ser generada debido al lugar geográfico en el que se encuentre ubicado el proyecto. En la siguiente tabla se muestran los costos de una turbina eólica ubicada en el SING, SIC NORTE y SIC SUR, con diferencias importantes entre ellos.

Tecnología	Costo de Inversión (US\$/kW)				Promedio
	SING	SIC Norte	SIC Centro	SIC Sur	
Solar Fotovoltaica	1.846	1.924	2.090		1.953
Solar Térmica	9.657	9.751			9.704
Eólica	1.923	2.004		2.220	2.049
Geotérmica					7.347
Térmica a Carbón	2.970	3.005	3.070	2.955	3.000
Térmica a Gas Natural (CC)	1.088		1.114	1.149	1.117
Térmica a Gas Natural (CA)	688		713	765	722
Térmica Diésel (GMG)	906	915	918	917	914
Termoeléctrica Biomasa			3.252	3.249	3.251
Termoeléctrica Biogás			3.518	3.518	3.518
Hidráulica Embalse			2.156	2.203	2.180
Hidráulica Pasada			3.616	3.613	3.615
Mini-Hidráulica			3.470	3.470	3.470

Tabla 3.2: Costos de inversión por tecnología generadora de energía en Chile 2016 (CNE, 2017b)

3.5.Situación energética en Chile

Dentro de Chile existen cuatro sistemas de transmisión eléctrica dentro del país, cada uno de estos sistemas posee sus propios generadores de energía, ya sea por métodos de uso de combustibles fósiles o mediante el uso de energías renovables. Los cuatro sistemas distribuidores de energía son: Sistema Interconectado Central (SIC), Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y el Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM). (CNE, 2017c). En la Ilustración 3.10 se muestra la ubicación de cada uno de los sistemas de transmisión dentro del país y las tecnologías que utilizan para la obtención de la energía.

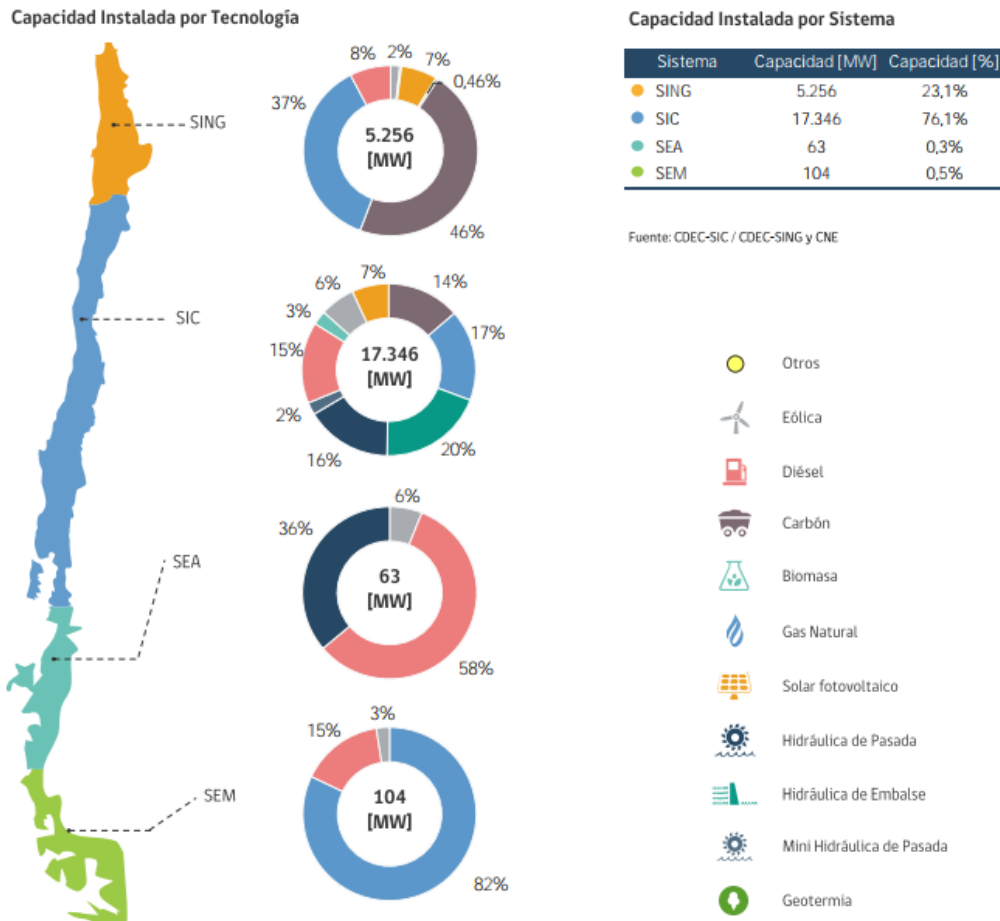


Ilustración 3.10: Capacidad eléctrica instalada por tecnología (CNE, 2017c)

La capacidad instalada de generación eléctrica en Chile asciende a 22.769 MW. Del total se observa que el 76,1% corresponden al SIC, equivalentes a 17.346 MW. Por su parte el SING posee 5.256 MW, equivalentes al 23,1% del total de capacidad instalado a nivel nacional. El 0,8% que falta se reparte entre el SEA y el SEM. Si se separa por tecnologías de capacidad instalada, se evidencia que un 56,7% de las instalaciones son de termoelectricidad, 27,1% hidroelectricidad convencional y un 16,2% de energías renovables no convencionales. (CNE, 2017c).

Enfatizando en las ERNC, la capacidad instalada en el país asciende a 3695 MW. Dentro de este valor, un 86,1%, equivalentes a 3183 MW se ubican en el SIC, con respecto al SING, un 13% del total de la capacidad instalada de ERNC se encuentra ahí equivalentes a 482 MW. Por ultimo existe un 0,7% que se encuentra en el Sistema Eléctrico de Aysén y el 0,1% en Magallanes.

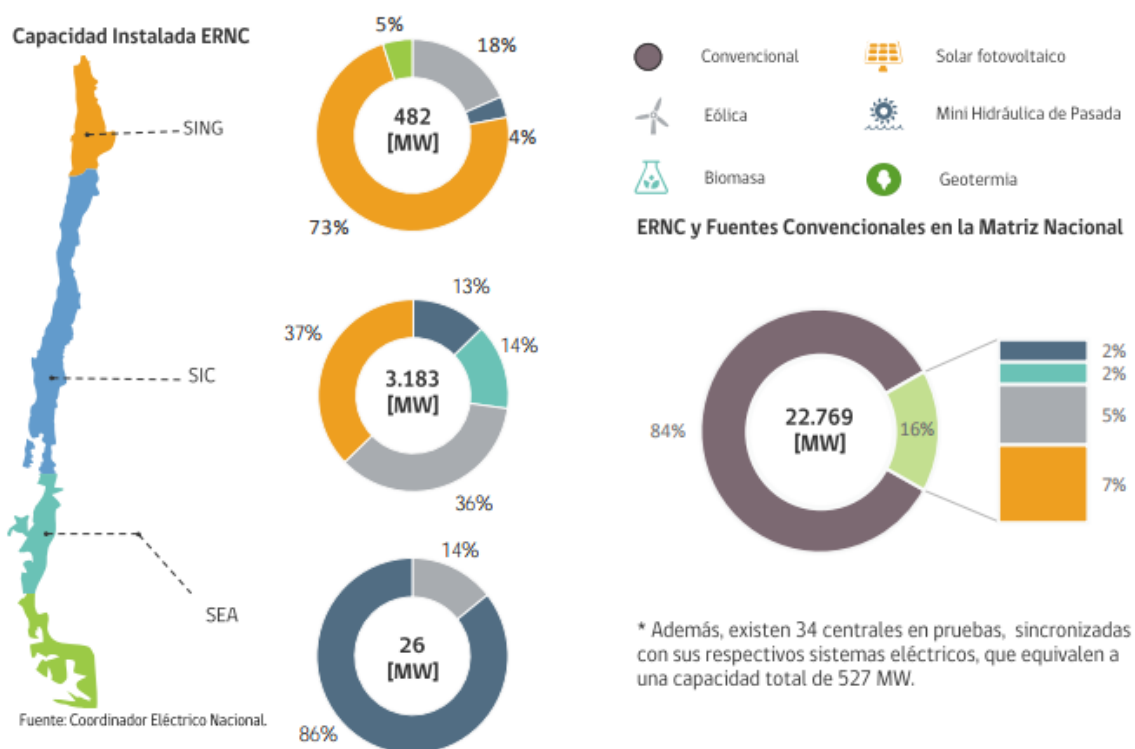


Ilustración 3.11: Capacidad eléctrica instalada de ERNC por tecnología (CNE, 2017)

3.5.1. Situación de la energía eólica en Chile

Actualmente en Chile existen 31 parques eólicos que en total tienen una capacidad instalada de 1.230 MW. Estos parques están distribuidos a lo largo de todo Chile desde la región de Antofagasta hasta la región de Magallanes. En total, se tienen 740 aerogeneradores funcionando en todo el país, y en expansión, ya que existen múltiples nuevos proyectos que involucran a la energía eólica como su referente. Actualmente se encuentran en construcción 196 MW que dentro de los próximos años iniciarán sus funcionamientos.

El año 2002 dio inicio a los proyectos eólicos en Chile, iniciando con el proyecto eólico de Altos Baguales ubicado en la región de Magallanes. Este parque eólico dio inicio solo con 3 turbinas. Conforme pasaron los años, los costos de las implementaciones de los parques eólicos fueron disminuyendo, provocando el crecimiento constante de estos parques, además del aporte del estado por las innovaciones en el ámbito de las energías renovables no convencionales.

Cuadro Resumen—Estado de Proyectos ERNC

Tecnología	Operación (1) [MW]	Construcción [MW]	RCA Aprobada (2) [MW]	En Calificación [MW]
Biomasa (3)	459	0	469	67
Eólica	1.230	196	8.947	2.038
Geotermia	24	0	120	50
Mini Hidro (4)	446	24	805	108
Solar - PV	1.536	780	14.849	6.138
Solar - CSP	0	110	1.898	750
Total	3.695	1.110	27.088	9.151

Tabla 3.3: Resumen de estados de proyectos ERNC - Junio 2017 (CNE, 2017c)

Tal como se puede observar en la Ilustración 3.11, el 5% de la capacidad instalada del país se debe a construcciones de parques eólicos. Esta energía se va fomentando debido a la promulgación de una ley que promueve el uso de energías renovables no convencionales, se restringe a que el uso de estas energías debe superar el 20% del total de la capacidad instalada de la energía en Chile para el año 2025. (Ministerio de Energía de Chile, 2017).

Dentro de Chile existe un alto potencial en lo que respecta a materia eólica, existiendo sitios con alto factor de planta dentro de lugares que no poseen restricciones territoriales. En la Ilustración 3.12 se muestra el potencial existente en Chile perteneciente al territorio nacional en donde intervienen el Sistema Interconectado Central y el Sistema Interconectado del Norte Grande.

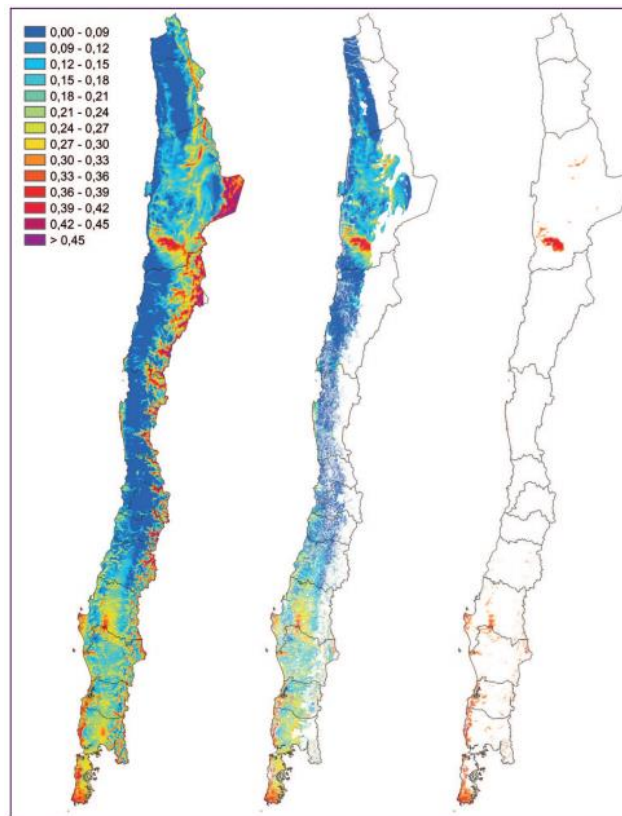


Ilustración 3.12: Distribución del factor de planta anual (3 MW a 100 m) en territorio Chileno. Mapa izquierdo presenta factores de planta en Chile, mapa centro presenta información con límites territoriales y mapa derecha presenta información con factor de planta superior a 0,3 y límites territoriales (Santana, 2014)

En el tercer mapa desde izquierda a derecha se muestran los lugares con mayor potencial para Chile. Estos lugares son aptos para la realización de proyectos eólicos con altas expectativas debido a su buena afluencia de vientos y su alta capacidad de planta. (Santana, 2014). Destacando principalmente el norte de Chile debido a su buena accesibilidad y bajo impacto en la población residente.

3.6.Precios de venta de la electricidad en Chile

Los precios de la electricidad son regulados por el estado de Chile, en donde se exige que las tarifas representen los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente. El principal criterio es la libertad de precios en aquellos segmentos donde se observan condiciones de competencia. (CNE, 2017d)

Para usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 5000 kW, son considerados sectores en donde el mercado tiene un comportamiento de monopolio natural y por lo tanto, los precios deben ser regulados. En este grupo se encuentra principalmente el sector doméstico y pymes. Por otro lado, si los usuarios finales cuya potencia conectada es superior a los 5000 kW, la ley entrega libertad de precios, otorgando la posibilidad de negociación y de proveerse de energía eléctrica de otras formas, entre las que se encuentran la autogeneración o el suministro eléctrico directo desde empresas generadoras de electricidad, en este grupo “libre” se encuentra la mayoría de las grandes empresas. (CNE, 2017d)

Con respecto a los sistemas eléctricos generadores de energía eléctrica, aquellos que cumplen con un tamaño superior a los 1500 kW en capacidad instalada, poseen dos tipos distintos de precios a los cuales pueden vender su energía, entre los que se encuentran el “precio de nudo”

y los precios a nivel de distribución. Para el caso de los “Precios de Nudo”, estos son precios definidos para las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se envía el suministro, sirven para valorar el precio al que se vende la electricidad desde una empresa generadora a una distribuidora. Este precio se divide en dos: precio de la energía y precio de la potencia punta. (CNE, 2017)

Para el caso del precio a nivel de distribución, estos precios se determinan sobre la base de la suma del precio de nudo, un valor agregado por conceptos de distribución y un cargo único por concepto del uso del sistema troncal.

Con respecto a los mercados en donde se puede comercializar la energía eléctrica dentro de Chile, existen dos mercados principales, el de grandes consumidores y el de empresas distribuidoras. El mercado de grandes consumidores, es en donde existe un precio libremente acordado y por lo general, es donde están ubicadas las grandes empresas (CNE, 2017). El segundo mercado es el de las empresas distribuidoras, en donde se vende a precio nudo, ya que es energía que va destinada a clientes de precio regulado.

Por último, existe un precio llamado Precio Medio de Mercado (PMM), el cual se evalúa por cada sistema de transmisión y se considera como un promedio de los precios de los contratos de clientes libres y suministro de largo plazo de las empresas distribuidoras. Los precios desde el año 2006 hasta el 2016 se muestran en la Ilustración 3.13 y son efectivamente los precios que perciben las empresas generadoras de energía que pertenecen al SIC y SING. (CNE, 2017a)

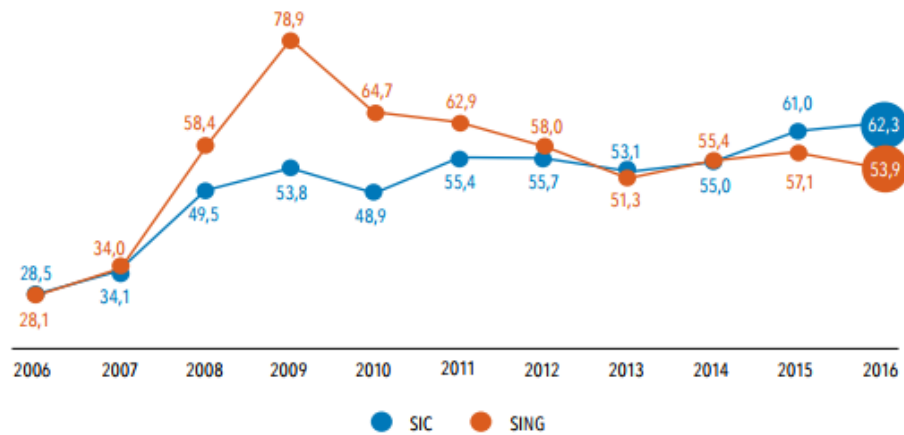


Ilustración 3.13: Evolución Precio Medio de Mercado Nominal entre 2006-2016 en \$/kWh (CNE, 2017a)

3.7. Proyecto de unión entre el SIC y el SING

El proyecto de unión entre el Sistema Interconectado Central y el Sistema Interconectado del Norte Grande llevará por nombre Sistema Eléctrico Nacional, el cual unirá a Chile desde Arica hasta Chiloé. Este sistema tendrá 3100 km de longitud y abarcará casi la totalidad del territorio nacional y sobre el 98% de la población será beneficiado por este sistema. El proyecto se finalizará para el año 2018, en donde contará con un conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución. (Coordinador Eléctrico Nacional, 2017)

Existen múltiples beneficios que se podrán experimentar luego de la interconexión y la creación de un nuevo coordinador, como lo son el contar con un sistema eléctrico para el 98% de la población de Chile, aprovechar sinergias de ambos sistemas en beneficio de los clientes, aumentar y estandarizar la disponibilidad de información, colaborar en el monitoreo de la competencia de mercado, aumentar acción en el seguimiento de la cadena de pagos, potenciar

funciones en la planificación del sistema de transmisión, promover nuevos desafíos tecnológicos, etc. (Araneda & Carvajal, 2015)

El hecho de que existe una unión entre ambos sistemas provocará un aumento en el volumen de la energía que se va a ofrecer y por lo tanto los precios se volverán más competitivos. Se permitirá que empresas en el SIC puedan participar en el mercado del SING y viceversa, aumentando de esta forma la oferta energética, lo que se traducirá en una mayor competencia entre empresas generadoras que beneficiará al cliente. (Araneda & Carvajal, 2015)

Se prevé que la integración de los sistemas provocará un aumento en el PIB a largo plazo entre US\$ 1.559 y US\$ 1.718 millones, todo debido a los menores precios en contratos de clientes libres y regulados (Nueva Minería y Energía, 2016). Con respecto a la baja en los precios de los consumidores, en el Norte Grande los clientes regulados serán afectados por una baja de US\$ 13 MWh y en la zona centro-sur de US\$ 3 MWh, por su parte, los clientes libres estarán afectados a una baja de US\$17 MWh en el Norte Grande y de US\$ 9 MWh en la zona centro-sur. (Nueva Minería y Energía, 2016)

Otros de los beneficios que se destacan es la integración regional, que entregará la posibilidad de integraciones eléctricas con otros países sudamericanos. En el SING actualmente se realizan intercambios con Argentina, y la nueva interconexión ofrecería la posibilidad de unirse con Perú u otros países de la región. Los principales beneficios que esto traería será la movilidad que experimentarían las horas punta debido a las diferencias horarias que existen, se mejoraría la distribución de las reservas de energía y con respecto a la generación de energía por medios de embalses y lluvias, *“La diferencia en las distancias entre Chile y Perú hace que esos peaks de lluvias se*

produzcan en tiempos distintos. Entonces, hay momentos en que se tiene energía más barata que se puede entregar al otro país.” (Electricidad, 2016)

Con respecto a las proyecciones de venta de energía que se tiene para ambos sistemas, se espera que las ventas de energía mantenga un crecimiento constante durante los próximos 20 años. Se estima que mantendrán la misma proporción tanto para los clientes regulados como para los libres. Tal como se puede observar en la Tabla 3.4, para el año 2017 se tiene una proyección de 33.743 GWh de ventas para clientes regulados en el SIC, equivalentes al 65% de la energía entregada en este sistema. Para el caso de los clientes libres del SIC, estos tendrán una demanda de 17.814 GWh, equivalentes al 35% de la energía demandada por este sistema (CNE, 2016b). Para el caso del SING, la demanda de clientes regulados será de 1941 GWh equivalentes al 11% de la demanda total del sistema, en cambio los clientes libres del SING tendrán una demanda de 15.676 GWh equivalentes al 89% de la demanda del sistema interconectado del norte grande.

Las proporciones mencionadas anteriormente se mantendrán constante independientemente de que la demanda se encuentre en un crecimiento constante con cada año que avanza.

Año	VENTAS FÍSICAS [GWh]					
	SIC			SING		
	Regulado	Libre	Sistema (*)	Regulado	Libre	Sistema (*)
2016	32.545	17.171	49.716	1.883	15.115	16.998
2017	33.743	17.814	51.557	1.941	15.676	17.617
2018	35.148	18.317	53.466	2.009	16.245	18.253
2019	37.198	18.245	55.443	2.084	16.811	18.894
2020	38.882	18.605	57.488	2.162	17.395	19.557
2021	40.692	18.907	59.599	2.244	17.997	20.241
2022	42.366	19.405	61.771	2.328	18.620	20.948
2023	44.000	19.998	63.999	2.407	19.270	21.678
2024	45.416	20.862	66.278	2.479	19.952	22.432
2025	46.844	21.761	68.605	2.553	20.658	23.211
2026	48.314	22.663	70.977	2.629	21.387	24.017
2027	49.837	23.554	73.391	2.708	22.140	24.848
2028	51.400	24.446	75.846	2.788	22.919	25.707
2029	53.002	25.400	78.402	2.871	23.723	26.594
2030	54.654	26.402	81.055	2.955	24.555	27.511
2031	56.353	27.422	83.775	3.043	25.415	28.458
2032	58.104	28.416	86.520	3.133	26.302	29.435
2033	59.910	29.413	89.322	3.225	27.219	30.445
2034	61.771	30.413	92.184	3.321	28.166	31.487
2035	63.689	31.418	95.107	3.419	29.144	32.563
2036	65.666	32.430	98.096	3.520	30.154	33.674

Tabla 3.4: Proyección de ventas físicas en el SIC y SING especificado por clientes libres y regulados. Fuente: (CNE, 2016b)

4. METODOLOGÍA

En este trabajo se presentará una evaluación financiera de un proyecto eólico, en donde se realizará una sensibilización del precio de venta de la energía eléctrica. Para el desarrollo de este análisis se utilizará un software llamado RETScreen, el cual fue desarrollado por el Gobierno de Canadá. RETScreen es un software que apoya en la gestión de la energía, el cual permite analizar la factibilidad de proyectos de energías renovables y de cogeneración. El software apoyará en la toma de decisiones enfatizando en la viabilidad financiera de los posibles proyectos que serán analizados, en donde se medirá la eficiencia, el rendimiento y como se ven afectados al realizar cambios en variables como el precio de venta de la electricidad y la localización de los parques eólicos.

El trabajo consistirá en la realización de dos parques eólicos, uno ubicado en Rumena, cercano a Los Ángeles, Región del Bío Bío y otro cercano a Calama, Región de Antofagasta. Ambos lugares poseen flujos constantes de vientos en ciertos puntos estratégicos de sus territorios. La gran diferencia radica en que el parque eólico ubicado cerca Los Ángeles se encontrará conectado al SIC y el construido en Calama estará conectado al SING.

Se escogieron ambos lugares debido a que la velocidad del viento promedio se mantiene alrededor de los 8,9 m/s anuales en ambos casos, por lo que su viabilidad económica no pasara por la velocidad del viento sino que por la variación de los precios que experimentaran cada uno de los sistemas interconectados, dando así un buen enfoque hacia el objetivo general de este trabajo. Se escogieron además estas ubicaciones debido a que tienen acceso a ambos sistemas que integraran

el sistema eléctrico nacional, y por lo tanto experimentarían cambios en los precios de venta de la energía luego de la activación del SEN.

4.1. Supuestos para la evaluación de los CASOS ACTUALES

A continuación se presentan los supuestos en base a los cuales se trabajará en las simulaciones de los proyectos en Calama y Rumena. Los valores se considerarán constantes durante el tiempo de evaluación de los proyectos.

- Se utilizará el “Explorador de energía eólica” de la Universidad de Chile, para la obtención de la velocidad del viento en los sectores de Rumena y Calama. La localización exacta de las centrales se muestran en las Tabla 4.1 y Tabla 4.2, con respecto a la información de la velocidad del viento, esta información se encuentra ilustrada en la Tabla 4.3.

Características de Calama		
Latitud	22,12	S
Longitud	68,59	O
Elevación del terreno (modelo WRF)	2961	metros
Densidad del aire	0,88	kg/m ³

Tabla 4.1: Características de la ubicación cercana a Calama

Características de Rumena		
Latitud	37,23	S
Longitud	73,6	O
Elevación del terreno (modelo WRF)	292	metros
Densidad del aire	1,21	kg/m ³

Tabla 4.2: Características de la ubicación cercana a Rumena

Velocidad Media Diaria a 77 m de altura (m/s)		
Mes	Calama	Rumena
Enero	7,3	12,2
Febrero	7,3	9,1
Marzo	7,9	8
Abril	7,9	6,9
Mayo	9,8	7,9
Junio	10,2	8,2
Julio	11,7	9
Agosto	10,2	8,4
Septiembre	10,4	6,9
Octubre	9,3	7,9
Noviembre	8,0	11,7
Diciembre	7,2	10,2
Anual	8,9	8,9

Tabla 4.3: Velocidad Media diaria del año 2010

- La turbina eólica que se utilizará para los casos será de la empresa Siemens, modelo SWT2.3-93. Se evaluarán 15 turbinas por cada parque eólico y estas tendrán una altura del eje de 80 metros. Las especificaciones técnicas del equipo se encuentran a continuación en la Tabla 4.4.

Características turbina Siemens SWT2.3-93		
Altura del eje	<i>m</i>	80
Diámetro de rotor por turbina	<i>m</i>	93
Área barrida por turbina	<i>m²</i>	6792,91
Capacidad eléctrica por turbina	<i>kW</i>	2300
Capacidad de generación eléctrica	<i>kW</i>	2300
Datos de curva de Energía		Estándar
Factor de forma		2

Tabla 4.4: Características de la turbina Siemens SWT 2.3-93

- El costo inicial de implementación será de 1923 USD/kW para el SING y 2220 USD/kW, siendo estos valores que actualmente las empresas de generación energética se enfrentan en Chile (CNE, 2017b). Esta información fue extraída desde el “Informe de Costos de Tecnología por Generación”, y son datos recolectados por Proyersa S. A. quienes buscaban con dicho estudio determinar los costos iniciales para distintas ubicaciones y según los recursos

energéticos disponibles que existen en las distintas zonas de Chile. Los valores obtenidos se manejaron en base a promedios de costos de inversión que han tenido las distintas tecnologías en las distintas zonas del país. La diferencia entre los costos de inversión se basan principalmente en el transporte y el acceso a los terrenos para la implementación de estos parques eólicos.

- Los costos de mantenimiento serán de 14 USD/MWh (Systep, n.d.), lo que equivalen a 9287,04 \$/MWh utilizando el precio del dólar del día 5 de Julio de 2017, el cual tuvo un valor de 663,36 (SII, 2017a). Los costos de mantención se mantendrán fijos para ambos casos, considerando que su influencia en proyectos no es mayor y se tratará del mismo proceso de mantenimiento y gestión independiente de la zona en la que esté ubicado el parque eólico. El costo de mantenimiento se mantiene dentro de los rangos internacionales que van desde los 5 USD/MWh a los 25 USD/MWh (IRENA, 2012)
- El proyecto tendrá una duración de 20 años (Asociación Empresarial Eólica, 2017), este tiempo comprende la duración promedio de aerogeneradores que va desde los 20 a 25 años de uso dependiendo del uso y la mantención que tengan.
- Con respecto a la tasa de descuento, esta será del 10%, que es la con la que son evaluados la mayoría de los proyectos eléctricos convencionales. (J. Moreno, Mocarquer, & Rudnick, n.d.)
- Se evaluará una inflación del 2,6%, este dato fue obtenido desde el Instituto Nacional de Estadísticas de Chile durante el mes de Julio de 2017 (INE, 2017) y será evaluado como un valor constante por todos los periodos de evaluación que tendrán los proyectos.
- Con respecto a la ley de impuesto a la renta, la empresa figura como empresa de extracción y por lo tanto se considera como contribuyente de primera categoría. En este caso se considerará un impuesto a la renta del 27% y constante durante los periodos de evaluación de ambos parques eólicos.

Año Tributario	Año Comercial	Tasa	Circular SII
2002	2001	15%	N° 44, 24.09.1993
2003	2002	16%	N° 95, 20.12.2001
2004	2003	16,5%	N° 95, 20.12.2001
2005 al 2011	2004 al 2010	17%	N° 95, 20.12.2001
2012 al 2014	2011 al 2013	20%	N° 63 30.09.2010 N° 48 19.10.2012
2015	2014	21%	N° 52, 10.10.2014
2016	2015	22,5%	N° 52, 10.10.2014
2017	2016	24%	N° 52, 10.10.2014
2018 y sgtes.	2017 y sgtes.	25%	N° 52, 10.10.2014
2018	2017	25,5%	N° 52, 10.10.2014
2019 y sgtes.	2018 y sgtes.	27%	N° 52, 10.10.2014

Tabla 4.5: Tasa de impuesto a la renta, contribuyentes de primera categoría. Fuente:(SII, 2017b)

- No se considerará deuda en el caso base de estos proyectos y se evaluará con una tasa de escalamiento de la electricidad de un 4,9%, dato obtenido por las variaciones que han sufrido los precios de la electricidad en los últimos 10 años.
- Con respecto a la depreciación de los activos, se realizará una depreciación de las turbinas eólicas, las cuales equivalen al 65% en el costo del proyecto. Según el artículo 31 de la ley de impuesto a la renta, el activo fijo se puede depreciar de forma normal o acelerada. Para este caso se realizara una depreciación durante los 10 primeros años del proyecto.
- En la Tabla 4.6 se han considerado los precios establecidos en el Decreto N° 5T del Ministerio de Energía, de fecha 29 de abril de 2016” (CNE, 2016a). Para la conversión de los Precios de Nudo de Corto Plazo a dólares, se utilizó el tipo de cambio de octubre de 2016. A continuación se presentan dichos precios, de los cuales se utilizará el precio nudo de Crucero (31,627 \$/kWh) para el proyecto ubicado en Calama y para el caso de Rumena se utilizará el precio nudo de hualpen (39,811 \$/kWh). Estos precios se considerarán para la venta de energía a clientes regulados.

Nudo	Potencia	Energía	Potencia	Energía
	[US\$/kW/mes]	[US\$/MWh]	[\$/kW/mes]	[\$/kWh]
Crucero 220	9,262	47,637	5485,31	31,627
Hualpen 220	7,3342	59,964	4869,31	39,811

Tabla 4.6: Precios nudo a corto plazo año 2016. Fuente: (CNE, 2016a)

- Para el caso de los clientes libres, se utilizará el precio medio de mercado presentado en el punto 3.6, en donde se especifica que el precio actual al que venden las empresas generadoras a los clientes libres es de 62,3 \$/kWh para el caso del SIC, en cambio para los clientes libres pertenecientes al SING, se evaluarán con un precio de 53,9 \$/kWh.
- Se utilizará un precio estándar de venta, a modo de simplificar los cálculos, los cuales vendrán proporcionados según las demandas proyectadas en el punto 3.7. A continuación se presenta una tabla resumen con los datos y el procedimiento para la obtención de los precios estándar de venta que se utilizarán para cada sistema. Vale destacar que este procedimiento para la obtención es de elaboración propia, relacionando la demanda dependiendo del cliente, los precios actuales y las variaciones futuras de estos.

	SING		SIC	
	\$/kWh	%	\$/kWh	%
Cliente Libre	53,9	89%	62,3	35%
Cliente Regulado	31,6	11%	39,8	65%
Precio Actual	51,43		47,58	

Tabla 4.7: Precios actuales estimados para análisis de los proyectos

A continuación se presenta el método de cálculo que se utilizó para la obtención de los precios en el Sistema Interconectado Central y el Sistema Interconectado del Norte Grande.

$$Precio\ SING = 53,9 \left[\frac{\$}{kWh} \right] * 89\% + 31,6 \left[\frac{\$}{kWh} \right] * 11\% = 51,43 \left[\frac{\$}{kWh} \right]$$

$$\text{Precio SIC} = 62,3 \left[\frac{\$}{kWh} \right] * 35\% + 39,8 \left[\frac{\$}{kWh} \right] * 65\% = 47,58 \left[\frac{\$}{kWh} \right]$$

4.2. Supuestos para la evaluación de los CASOS PROPUESTOS

Todos los datos anteriormente señalados se mantendrán constante en el caso propuesto exceptuando los precios de venta de la energía debido a la creación del Sistema Eléctrico Nacional. Los precios del caso se verán afectados por las disminuciones evidenciadas en el punto 3.7. Los valores que se utilizarán para la evaluación con los precios reducidos luego de la creación del Sistema Eléctrico Nacional se muestran a continuación:

	SING		SIC	
	\$/kWh	%	\$/kWh	%
Cliente Libre	47,9	89%	51,0	35%
Cliente Regulado	29,6	11%	31,2	65%
Precio Actual	45,90		38,04	

Tabla 4.8: Precios futuros estimados luego de la creación del SEN para análisis de los proyectos

A continuación se presenta el método de cálculo que se utilizó para la obtención de los precios luego de la conexión entre el Sistema Interconectado Central y el Sistema Interconectado del Norte Grande.

$$\text{Precio SING} = 47,9 \left[\frac{\$}{kWh} \right] * 89\% + 29,6 \left[\frac{\$}{kWh} \right] * 11\% = 45,90 \left[\frac{\$}{kWh} \right]$$

$$\text{Precio SIC} = 51,0 \left[\frac{\$}{kWh} \right] * 35\% + 31,2 \left[\frac{\$}{kWh} \right] * 65\% = 38,04 \left[\frac{\$}{kWh} \right]$$

Además se evaluará la posibilidad de tener un financiamiento del 50% del capital inicial por un periodo de 15 años. Este crédito tendrá un interés de alrededor del 9% y se utilizará tanto en el caso base como en el caso con la disminución de precios. El financiamiento será evaluado para los casos que posean inviabilidad económica.

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se realizaron cuatro casos distintos, dos casos evaluados en las cercanías de Calama en donde se evaluó el precio actual al cual están vendiendo la energía las empresas, el cual será llamado “Caso Actual Calama”, por otro lado se realizó una comparación con la disminución de los precios después de la creación del sistema eléctrico nacional, el cual llamaremos “Caso Futuro Calama”. Del mismo modo, el caso evaluado con el precio actual en Rumena será llamado “Caso Actual Rumena” y el caso con precio después de la realización del sistema eléctrico nacional será llamado “Caso Futuro Rumena”. A continuación se presenta un detalle de la viabilidad económica de los proyectos mencionados anteriormente.

5.1. Análisis de resultados del Caso Actual Calama

Actualmente el proyecto del parque eólico ubicado en Calama es rentable en base a distintos indicadores financieros que avalan esta teoría, un ejemplo es el VAN positivo con un valor de \$11.228.005.501 y una TIR superior a la tasa de descuento a la que fue evaluado este proyecto. El payback de este proyecto es de 8,9 años, muy inferior a la proyección del proyecto (20 años) y el primer flujo acumulado positivo se encuentra durante a los 7,5 años.

Es posible apreciar además, que el factor de utilización de la planta será de un 39,0 %, valor que se encuentra dentro de los márgenes de RETScreen (20% - 40%) entregando la categoría de proyecto normal. Con respecto a la reducción anual de CO₂ liberado al ambiente, el proyecto dejará de emitir 126.474,9 toneladas de CO₂ al ambiente por cada año de funcionamiento, comparándola

con una generadora de energía en base a carbón. Estas toneladas son equivalentes a eliminar el funcionamiento de 23.163,9 autos y camiones livianos.

Electricidad Exportada	111758 MWh
Factor de Utilización	39%
Reducción de emisiones CO2	126474,9 tCO2

Tabla 5.1 Modelo de energía “Caso Actual Calama”. Fuente: Simulación en RETScreen:

TIR antes de impuesto	15,30%
TIR después de impuesto	13,20%
VAN	\$ 11.228.005.501
Payback	8,9 años

Tabla 5.2: Indicadores Económicos “Caso Actual Calama”. Fuente: Simulación en RETScreen

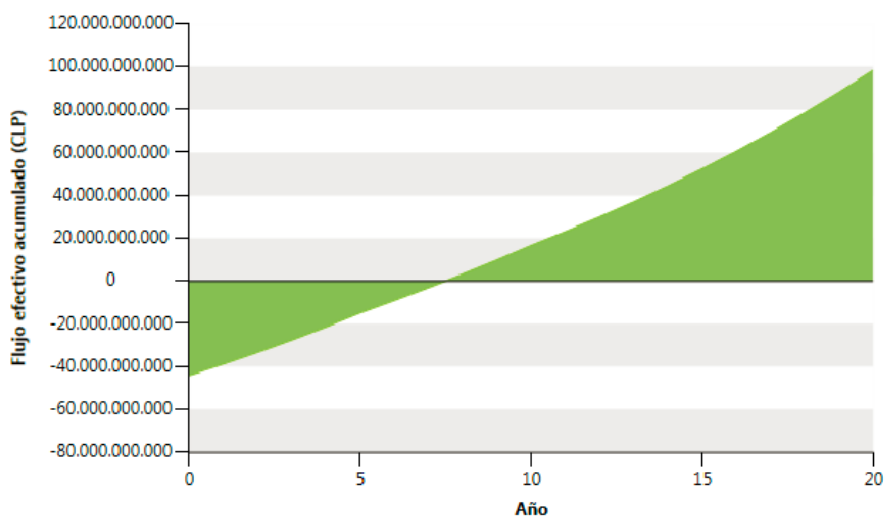


Ilustración 5.1: Flujo de caja acumulado “Caso Actual Calama”. Fuente: Simulación RETScreen

Por medio de un análisis de sensibilidad de algunas variables del proyecto con respecto al valor presente neto, se determinó que las variables con mayor influencia en el VAN son la cantidad de electricidad exportada a la red, la tarifa de exportación de la electricidad y con una influencia menor están los costos iniciales. Con respecto a la electricidad exportada y la tarifa de exportación,

estas variables poseen una relación directa con el valor presente neto, por lo que cualquier aumento o disminución que las afecte provocará un efecto igual en el VAN, muy por el contrario se encuentran los costos iniciales, en donde esta variable presenta una relación inversa con respecto al VAN, por lo que las disminuciones que presenten los costos iniciales provocaran aumentos en éste o viceversa. Con respecto a los riesgos a los cuales se puede ver afectado el proyecto, se puede notar en la Ilustración 5.3 que si existiese un aumento en los costos iniciales del 20% y una baja en la tarifa del 10%, el proyecto se volvería inviable. Notar que en las Ilustración 5.3, Ilustración 5.4 Ilustración 5.5 se encuentran en color naranja todos los efectos que volverían inviable al proyecto.

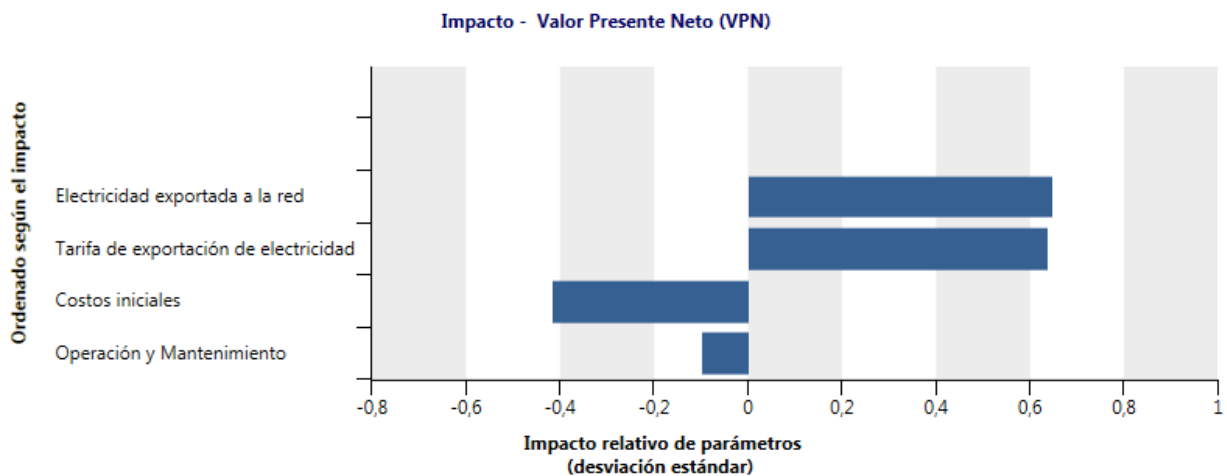


Ilustración 5.2: Impacto relativo de los parámetros en el VAN. Fuente: Simulación de RETScreen

- Quitar análisis		Costos iniciales				CLP
Tarifa de exportación de electricidad		35.207.699.328	39.608.661.744	44.009.624.160	48.410.586.576	52.811.548.992
CLP/MWh		-20,0%	-10,0%	0,0%	10,0%	20,0%
41.144,00	-20,0%	7.257.822.376	3.463.525.847	-381.597.370	-4.285.870.353	-8.245.850.961
46.287,00	-10,0%	12.981.038.440	9.242.913.939	5.463.216.744	1.638.424.917	-2.233.524.155
51.430,00	0,0%	18.659.052.422	14.958.009.801	11.228.005.501	7.461.592.412	3.651.371.929
56.573,00	10,0%	24.311.323.847	20.635.192.592	16.934.981.163	13.213.097.063	9.446.683.975
61.716,00	20,0%	29.938.381.407	26.287.464.016	22.611.332.762	18.911.952.524	15.190.814.500

Ilustración 5.3: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y la tarifa de exportación de electricidad. “Caso Actual Calama”. Fuente: Simulación de RETScreen

- Quitar análisis		Costos iniciales				CLP	-	+
Operación y Mantenimiento		35.207.699.328	39.608.661.744	44.009.624.160	48.410.586.576	52.811.548.992		
CLP		-20,0%	-10,0%	0,0%	10,0%	20,0%		
874.895.257	-20,0%	20.349.974.779	16.664.578.168	12.943.440.145	9.186.174.437	5.395.865.053		
984.257.164	-10,0%	19.504.513.601	15.811.293.985	12.090.155.961	8.323.883.425	4.523.618.491		
1.093.619.072	0,0%	18.659.052.422	14.958.009.801	11.228.005.501	7.461.592.412	3.651.371.929		
1.202.980.979	10,0%	17.813.591.244	14.104.725.618	10.365.714.489	6.590.661.080	2.775.501.525		
1.312.342.886	20,0%	16.968.130.065	13.251.441.434	9.503.423.476	5.718.414.518	1.892.555.846		

Ilustración 5.4: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento. “Caso Actual Calama”. Fuente: Simulación de RETScreen

- Quitar análisis		Electricidad exportada a la red				MWh	-	+
Tarifa de exportación de electricidad		94.206,04	105.981,79	117.757,55	129.533,30	141.309,06		
CLP/MWh		-20,0%	-10,0%	0,0%	10,0%	20,0%		
41.144,00	-20,0%	-10.031.527.131	-5.157.451.286	-381.597.370	4.300.971.422	8.927.403.641		
46.287,00	-10,0%	-5.157.451.286	206.020.802	5.463.216.744	10.652.855.036	15.795.359.286		
51.430,00	0,0%	-381.597.370	5.463.216.744	11.228.005.501	16.934.981.163	22.611.332.762		
56.573,00	10,0%	4.300.971.422	10.652.855.036	16.934.981.163	23.176.559.904	29.394.058.471		
61.716,00	20,0%	8.927.403.641	15.795.359.286	22.611.332.762	29.394.058.471	36.151.479.458		

Ilustración 5.5: Sensibilidad del VAN con respecto a la electricidad exportada a la red y a la tarifa de exportación de electricidad. “Caso Actual Calama”. Fuente: Simulación de RETScreen

En la Ilustración 5.6 se muestra un histograma de los posibles valores del VAN por medio de una simulación de Monte Carlo. Los datos fueron evaluados con un riesgo del 5%, arrojando datos como una mediana de \$11.223.129.845 y un intervalo que va desde los \$5.501.605.853 por la cota inferior y \$17.090.109.953 como cota superior de esta. Notar que la probabilidad de que el proyecto sea inviable es casi nula ya que su cota inferior está por sobre los \$0.

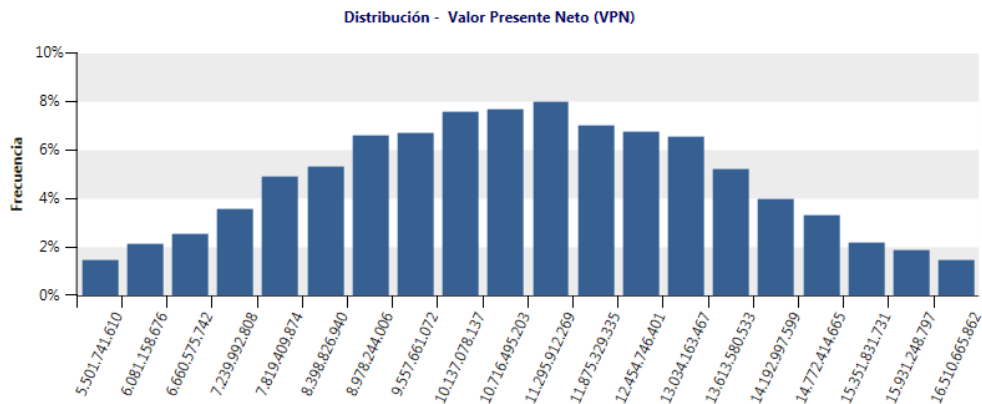


Ilustración 5.6: Distribución del VAN para el "Caso Actual Calama". Fuente: Simulación RETScreen

5.2. Análisis de resultados del Caso Futuro de Calama

Debido a que la velocidad del viento y las pérdidas a las cuales se ve afectado este proyecto se consideran constantes, la electricidad exportada, el factor de utilización y la reducción de emisiones de CO₂ se mantendrán de la misma forma que en el “Caso Actual de Calama”

Electricidad Exportada	111758 MWh
Factor de Utilización	39%
Reducción de emisiones CO ₂	126474,9 tCO ₂

Tabla 5.3: Modelo de energía “Caso Futuro Calama”. Fuente: Simulación en RETScreen

Con respecto a los indicadores financieros, estos si se ven afectados debido a la disminución del precio de venta de la electricidad. El VAN se mantiene positivo pero evidencia una baja de alrededor de los 6 mil millones de pesos comparado con el proyecto anterior, por otro lado, la TIR se encuentra por sobre la tasa descuento y el proyecto posee un payback de 10,2 años y obteniendo el primer flujo positivo a los 8,3 años transcurridos desde el inicio del proyecto. Este conjunto de indicadores da una muestra de que el proyecto podría ser viable a pesar de la disminución de los precios de venta de la electricidad en el norte grande.

TIR antes de impuesto	13,30%
TIR después de impuesto	11,50%
VAN	\$ 5.025.934.089
Payback	10,2 años

Tabla 5.4: Indicadores Económicos “Caso Futuro Calama”. Fuente: Simulación en RETScreen

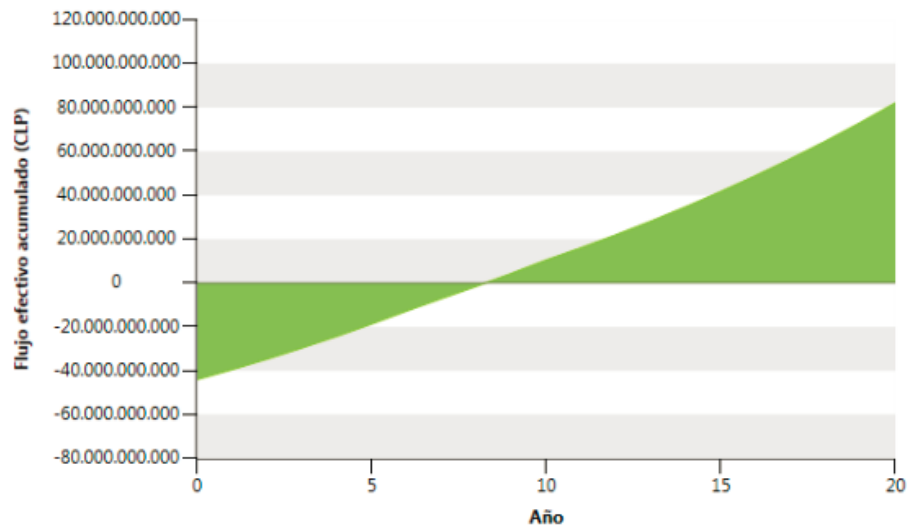


Ilustración 5.7: Flujo de caja acumulado “Caso Futuro Calama”. Fuente: Simulación RETScreen

El impacto de las variables relevantes para este proyecto se mantiene constantes, manteniendo las mismas proporciones, tal como se muestran en la Ilustración 5.2. Con respecto a las posibles variaciones a las cuales se pueden ver afectadas las variables relevantes, se puede notar en las siguientes ilustraciones que existe un mayor riesgo de que el proyecto se vuelva inviable por cambios externos. Notar que una disminución del 10% de los costos iniciales provocaría la inviabilidad del proyecto al igual que una baja tanto en la electricidad exportada o la tarifa de exportación de la electricidad. Comparando los proyectos, una variación en los precios de venta generará un aumento en los riesgos del proyecto ubicado en Calama.

- Quitar análisis		Costos iniciales				CLP
Tarifa de exportación de electricidad		35.207.699.328	39.608.661.744	44.009.624.160	48.410.586.576	52.811.548.992
CLP/MWh	-20,0%					
36.720,00	-20,0%	2.276.039.812	-1.593.140.940	-5.519.726.157	-9.502.803.803	-13.511.249.160
41.310,00	-10,0%	7.443.463.009	3.651.094.118	-191.932.551	-4.091.627.366	-8.049.178.580
45.900,00	0,0%	12.552.267.619	8.810.125.236	5.025.934.089	1.196.254.524	-2.680.903.071
50.490,00	10,0%	17.625.971.509	13.916.550.960	10.176.787.462	6.400.774.059	2.584.441.600
55.080,00	20,0%	22.670.483.629	18.994.352.375	15.280.834.300	11.543.449.689	7.775.614.030

Ilustración 5.8: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y la tarifa de exportación de electricidad. “Caso Futuro Calama”. Fuente: Simulación de RETScreen

- Quitar análisis		Costos iniciales				CLP
Operación y Mantenimiento		35.207.699.328	39.608.661.744	44.009.624.160	48.410.586.576	52.811.548.992
CLP		-20,0%	-10,0%	0,0%	10,0%	20,0%
874.895.257	-20,0%	14.258.835.986	10.534.707.260	6.768.294.171	2.958.891.500	-894.013.556
984.257.164	-10,0%	13.405.551.802	9.672.416.248	5.898.180.650	2.079.200.203	-1.786.693.211
1.093.619.072	0,0%	12.552.267.619	8.810.125.236	5.025.934.089	1.196.254.524	-2.680.903.071
1.202.980.979	10,0%	11.698.983.435	7.947.834.223	4.153.687.527	313.308.845	-3.575.112.930
1.312.342.886	20,0%	10.845.699.252	7.085.543.211	3.281.440.965	-569.636.834	-4.475.297.151

Ilustración 5.9: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento. “Caso Futuro Calama”. Fuente: Simulación de RETScreen

- Quitar análisis		Electricidad exportada a la red				MWh
Tarifa de exportación de electricidad		94.206,04	105.981,79	117.757,55	129.533,30	141.309,06
CLP/MWh		-20,0%	-10,0%	0,0%	10,0%	20,0%
36.720,00	-20,0%	-14.294.653.443	-9.872.194.691	-5.519.726.157	-1.248.245.380	2.951.383.815
41.310,00	-10,0%	-9.872.194.691	-4.982.632.598	-191.932.551	4.507.296.520	9.150.172.399
45.900,00	0,0%	-5.519.726.157	-191.932.551	5.025.934.089	10.176.787.462	15.280.834.300
50.490,00	10,0%	-1.248.245.380	4.507.296.520	10.176.787.462	15.789.376.437	21.371.635.665
55.080,00	20,0%	2.951.383.815	9.150.172.399	15.280.834.300	21.371.635.665	27.425.050.210

Ilustración 5.10: Sensibilidad del VAN con respecto a la electricidad exportada a la red y a la tarifa de exportación de electricidad. “Caso Futuro Calama”. Fuente: Simulación de RETScreen

En la Ilustración 5.11 se presenta un histograma de los posibles valores del VAN por medio de una simulación de Monte Carlo. Los datos fueron evaluados con un riesgo del 5%, arrojando datos como una mediana de \$5.019.320.986 y un intervalo que va desde los \$ -219.803.319 por la cota inferior y \$10.419.491.674 como cota superior. Notar que en esta distribución si existe la probabilidad de que se presente un VAN negativo a diferencia del caso anterior en donde la probabilidad era casi nula. En este caso el proyecto aún sigue siendo viable debido a la alta probabilidad que existe de que el VAN sea positivo luego de la ejecución del parque eólico.

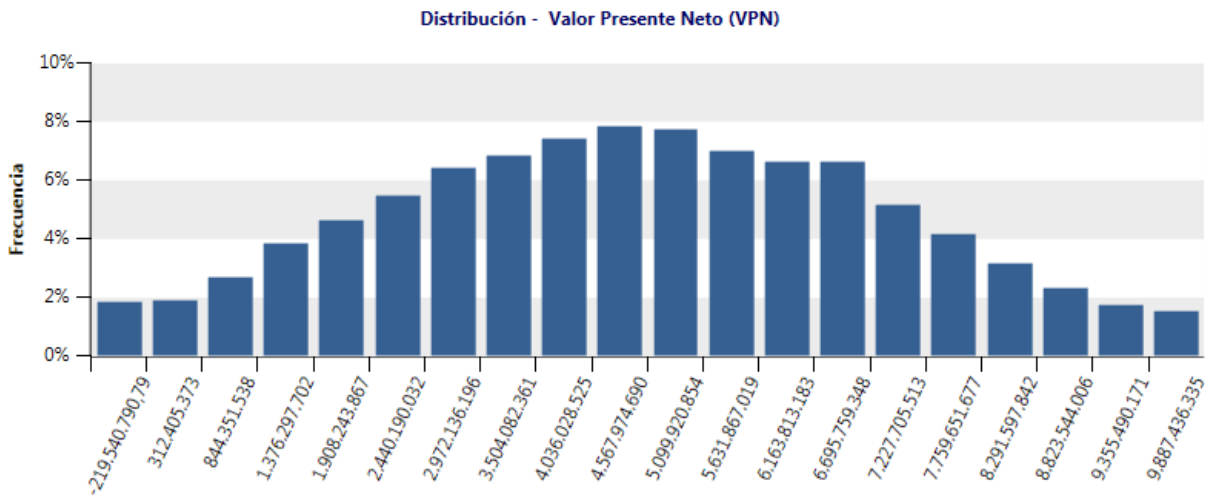


Ilustración 5.11: Distribución del VAN para el "Caso Futuro Calama". Fuente: Simulación RETScreen

5.3. Análisis de resultados del Caso Actual de Rumena

Actualmente el proyecto del parque eólico ubicado en Rumena es rentable en base a distintos indicadores financieros que avalan esta teoría, un ejemplo es el VAN positivo con un valor de \$787.912.985 y una TIR superior a la tasa de descuento a la que fue evaluado este proyecto. El payback de este proyecto es de 11,3 años, muy inferior a la proyección del proyecto (20 años) y el primer flujo acumulado positivo se encuentra durante los 8,9 años.

Es posible apreciar además, que el factor de utilización de la planta será de un 38,8 %, valor que se encuentra dentro de los márgenes de RETScreen (20% - 40%) entregando la categoría de proyecto normal y levemente bajo en comparación al proyecto ubicado en Calama. Con respecto a la reducción anual de CO2 liberado al ambiente, el proyecto dejará de emitir 125.841 toneladas de CO2 al ambiente por cada año de funcionamiento, comparándola con una generadora de energía en base a carbón. Estas toneladas son equivalentes a eliminar el funcionamiento de 23.047,8 autos y camiones livianos.

Electricidad Exportada	117167 MWh
Factor de Utilización	38,80%
Reducción de emisiones CO2	125841 tCO2

Tabla 5.5: Modelo de energía “Caso Actual Rumena”. Fuente: Simulación en RETScreen

TIR antes de impuesto	11,90%
TIR despues de impuesto	10,20%
VAN	\$ 787.912.985
Payback	11,3 años

Tabla 5.6: Indicadores Económicos “Caso Actual Rumena”. Fuente: Simulación en RETScreen

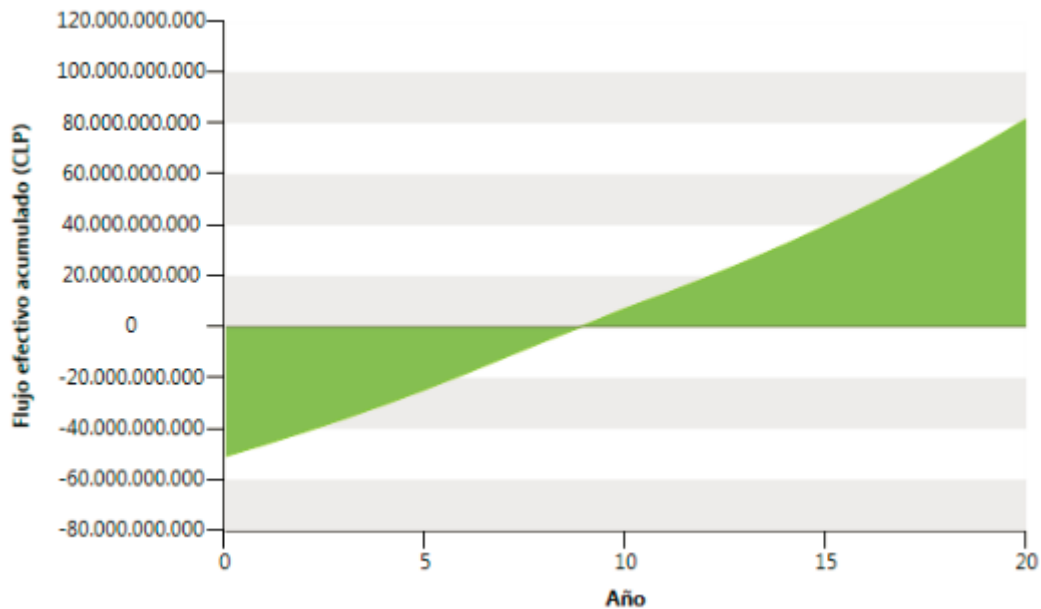


Ilustración 5.12: Flujo de caja acumulado “Caso Actual Rumena”. Fuente: Simulación RETScreen

El impacto que tienen las variables en el valor presente neto se mantiene de la misma forma que el proyecto ubicado en Calama. Tal como se puede observar en la Ilustración 5.2 tanto la electricidad exportada como la tarifa de exportación poseen una relación directa con el valor presente neto, por lo que cualquier aumento o disminución que las afecte provocará un efecto igual en el VAN, muy por el contrario se encuentran los costos iniciales, en donde esta variable presenta

una relación inversa con respecto al VAN, por lo que las disminuciones que presenten los costos iniciales provocaran aumentos en éste o viceversa.

Con respecto a los riesgos presentes en el proyecto, existen altos riesgos de que el proyecto se vuelva inviable debido a las variaciones que se puedan presentar durante la ejecución de éste. Un aumento del 10% en los costos iniciales o los de mantenimientos comprometerían la viabilidad del proyecto, al igual que una baja en los precios de exportación de la electricidad o en la cantidad de energía exportada. El escenario en Rumena es muy complejo actualmente debido a sus altos costos y bajo precios de exportación.

- Quitar análisis		Costos iniciales					CLP	-	+
Tarifa de exportación de electricidad		40.645.393.920	45.726.068.160	50.806.742.400	55.887.416.640	60.968.090.880			
CLP/MWh		-20,0%	-10,0%	0,0%	10,0%	20,0%			
38.064,00	-20,0%	-1.133.971.284	-5.662.734.684	-10.259.968.657	-14.892.337.734	-19.554.849.826			
42.822,00	-10,0%	4.262.789.981	-169.396.816	-4.674.924.791	-9.250.955.156	-13.855.930.917			
47.580,00	0,0%	9.578.084.462	5.211.824.143	787.912.985	-3.695.491.068	-8.241.941.654			
52.338,00	10,0%	14.839.459.875	10.524.236.070	6.160.858.306	1.745.222.786	-2.725.079.725			
57.096,00	20,0%	20.071.755.820	15.788.728.648	11.470.387.677	7.109.892.468	2.702.532.587			

Ilustración 5.13: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y la tarifa de exportación de electricidad. “Caso Actual Rumena”. Fuente: Simulación de RETScreen

- Quitar análisis		Costos iniciales					CLP	-	+
Operación y Mantenimiento		40.645.393.920	45.726.068.160	50.806.742.400	55.887.416.640	60.968.090.880			
CLP		-20,0%	-10,0%	0,0%	10,0%	20,0%			
870.508.446	-20,0%	11.292.349.000	6.945.898.068	2.544.949.990	-1.916.038.662	-6.436.223.587			
979.322.002	-10,0%	10.436.051.862	6.079.697.175	1.666.431.488	-2.805.764.865	-7.337.565.682			
1.088.135.558	0,0%	9.578.084.462	5.211.824.143	787.912.985	-3.695.491.068	-8.241.941.654			
1.196.949.114	10,0%	8.720.117.062	4.343.951.112	-90.605.517	-4.588.456.993	-9.155.174.721			
1.305.762.669	20,0%	7.862.149.662	3.476.078.080	-972.601.004	-5.489.799.088	-10.068.407.787			

Ilustración 5.14: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento. “Caso Actual Rumena”. Fuente: Simulación de RETScreen

- Quitar análisis		Electricidad exportada a la red				MWh
Tarifa de exportación de electricidad		93.733,68	105.450,39	117.167,10	128.883,81	140.600,52
CLP/MWh		-20,0%	-10,0%	0,0%	10,0%	20,0%
38.064,00	-20,0%	-19.405.801.596	-14.792.746.747	-10.259.968.657	-5.782.845.346	-1.382.250.123
42.822,00	-10,0%	-14.792.746.747	-9.699.080.007	-4.674.924.791	247.009.153	5.091.008.906
47.580,00	0,0%	-10.259.968.657	-4.674.924.791	787.912.985	6.160.858.306	11.470.387.677
52.338,00	10,0%	-5.782.845.346	247.009.153	6.160.858.306	11.999.814.957	17.787.021.888
57.096,00	20,0%	-1.382.250.123	5.091.008.906	11.470.387.677	17.787.021.888	24.070.992.619

Ilustración 5.15: Sensibilidad del VAN con respecto a la electricidad exportada a la red y a la tarifa de exportación de electricidad. “Caso Actual Rumena”. Fuente: Simulación de RETScreen

En la ilustración que se muestra a continuación se encuentra un histograma de los posibles valores del VAN por medio de una simulación de Monte Carlo. Los datos fueron evaluados con un riesgo del 5%, arrojando datos como una mediana de \$783.308.833 y un intervalo que va desde los \$ -4.841.299.985 por la cota inferior y \$6.558.748.852 como cota superior de esta. Existe una alta probabilidad de que el proyecto se vuelva inviable debido a que casi el 50% de los valores de la simulación son negativos.

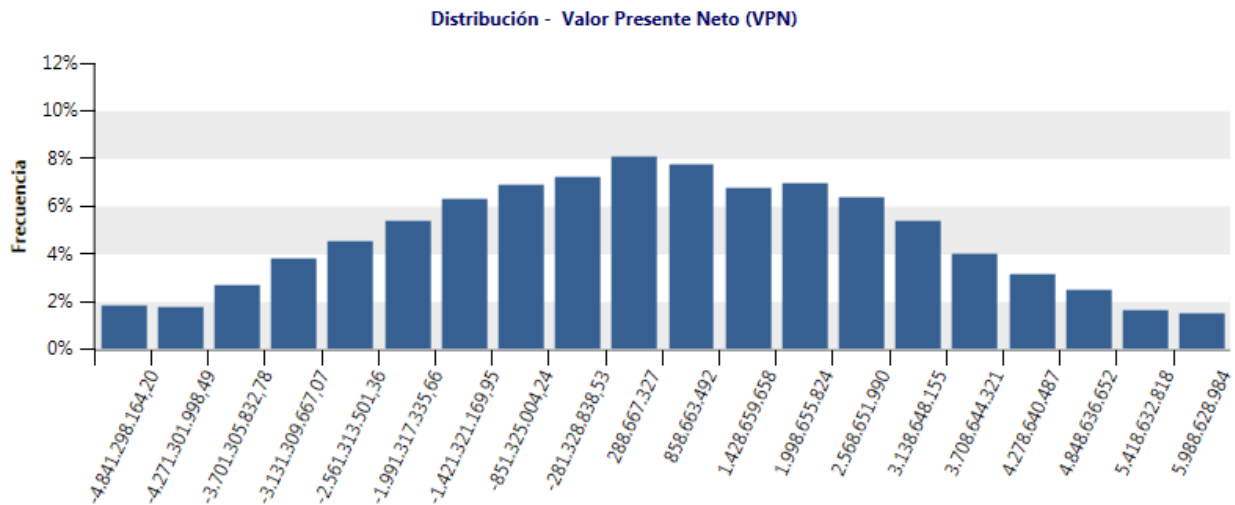


Ilustración 5.16: Distribución del VAN para el "Caso Actual Rumena". Fuente: Simulación RETScreen

5.4. Análisis de resultados del Caso Futuro de Rumena

Debido a que la velocidad del viento y las pérdidas a las cuales se ve afectado este proyecto se consideran constantes, la electricidad exportada, el factor de utilización y la reducción de emisiones de CO₂ se mantendrán de la misma forma que en el “Caso Actual de Rumena”.

Electricidad Exportada	117167 MWh
Factor de Utilización	38,80%
Reducción de emisiones CO ₂	125841 tCO ₂

Tabla 5.7: Modelo de energía “Caso Futuro Rumena”. Fuente: Simulación en RETScreen

Con respecto a los indicadores financieros, estos si se ven afectados debido a la disminución del precio de venta de la electricidad por la integración del sistema interconectado central y del norte grande. El VAN en este escenario es negativo debido a la influencia en la baja de los precios, la TIR se encuentra bajo la tasa descuento y el proyecto posee un payback de 15,1 años y obteniendo el primer flujo positivo a los 10,8 años transcurridos desde el inicio del proyecto. Este conjunto de indicadores da una muestra de que el proyecto no posee factibilidad económica debido a la alta negatividad del VAN y la TIR menor a la tasa de descuento evaluada en este escenario (10%).

TIR antes de impuesto	8,50%
TIR después de impuesto	7,20%
VAN	-\$ 10.288.260.644
Payback	15,1 años

Tabla 5.8: Indicadores Económicos “Caso Futuro Rumena”. Fuente: Simulación en RETScreen

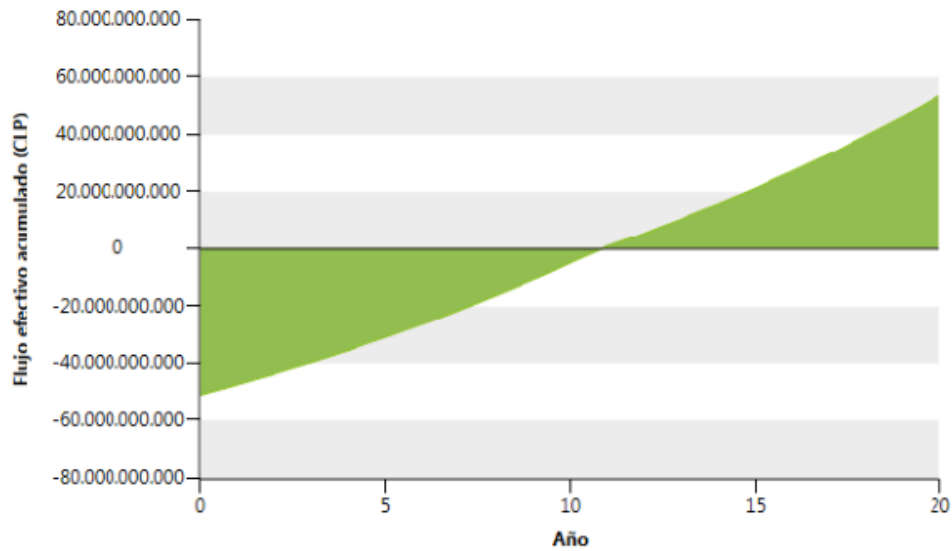


Ilustración 5.17: Flujo de caja acumulado “Caso Futuro Rumena”. Fuente: Simulación RETScreen

El impacto de las variables relevantes para este proyecto se mantiene constante, manteniendo las mismas proporciones, tal como se muestran en la Ilustración 5.2. Con respecto a las posibles variaciones a las cuales se pueden ver afectadas las variables relevantes, se puede notar en las siguientes ilustraciones que el proyecto no es viable en la mayoría de los casos. Los únicos momentos en que es posible que el proyecto sea factible es si se presentan en conjunto un aumento del 20% en la tarifa de exportación de la electricidad y una baja del 10% de los costos iniciales, entre otros casos.

- Quitar análisis		Costos iniciales				CLP	-	+
Tarifa de exportación de electricidad		40.645.393.920	45.726.068.160	50.806.742.400	55.887.416.640	60.968.090.880		
CLP/MWh		-20,0%	-10,0%	0,0%	10,0%	20,0%		
30.432,00	-20,0%	-10.072.494.065	-14.731.898.695	-19.429.309.491	-24.159.449.873	-28.917.768.878		
34.236,00	-10,0%	-5.572.794.644	-10.174.950.116	-14.818.532.321	-19.499.541.049	-24.210.690.007		
38.040,00	0,0%	-1.161.576.600	-5.690.677.195	-10.288.260.644	-14.920.988.372	-19.583.865.557		
41.844,00	10,0%	3.163.260.018	-1.288.476.551	-5.813.582.108	-10.403.853.642	-15.023.444.423		
45.648,00	20,0%	7.428.329.302	3.039.746.548	-1.415.376.502	-5.936.487.020	-10.519.446.640		

Ilustración 5.18: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y la tarifa de exportación de electricidad. “Caso Futuro Rumena”. Fuente: Simulación de RETScreen

- Quitar análisis		Costos iniciales					CLP
Operación y Mantenimiento		40.645.393.920	45.726.068.160	50.806.742.400	55.887.416.640	60.968.090.880	
CLP		-20,0%	-10,0%	0,0%	10,0%	20,0%	
870.508.446	-20,0%	603.046.462	-3.887.993.005	-8.461.794.512	-13.070.419.241	-17.714.001.446	
979.322.002	-10,0%	-275.472.040	-4.789.335.100	-9.375.027.578	-13.995.703.806	-18.646.467.079	
1.088.135.558	0,0%	-1.161.576.600	-5.690.677.195	-10.288.260.644	-14.920.988.372	-19.583.865.557	
1.196.949.114	10,0%	-2.051.302.803	-6.601.620.709	-11.202.690.732	-15.846.272.938	-20.521.264.035	
1.305.762.669	20,0%	-2.941.568.507	-7.514.853.775	-12.127.975.298	-16.775.344.669	-21.458.662.514	

Ilustración 5.19: Ilustración 27: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento. “Caso Futuro Rumena”. Fuente: Simulación de RETScreen

- Quitar análisis		Electricidad exportada a la red					MWh
Tarifa de exportación de electricidad		93.733,68	105.450,39	117.167,10	128.883,81	140.600,52	
CLP/MWh		-20,0%	-10,0%	0,0%	10,0%	20,0%	
30.432,00	-20,0%	-27.006.550.515	-23.180.225.017	-19.429.309.491	-15.736.021.871	-12.093.856.628	
34.236,00	-10,0%	-23.180.225.017	-18.963.559.312	-14.818.532.321	-10.736.688.645	-6.700.836.641	
38.040,00	0,0%	-19.429.309.491	-14.818.532.321	-10.288.260.644	-5.813.582.108	-1.415.376.502	
41.844,00	10,0%	-15.736.021.871	-10.736.688.645	-5.813.582.108	-977.832.250	3.771.572.951	
45.648,00	20,0%	-12.093.856.628	-6.700.836.641	-1.415.376.502	3.771.572.951	8.890.681.485	

Ilustración 5.20: Sensibilidad del VAN con respecto a la electricidad exportada a la red y a la tarifa de exportación de electricidad. “Caso Futuro Rumena”. Fuente: Simulación de RETScreen

En la ilustración que se muestra a continuación se encuentra un histograma de los posibles valores del VAN por medio de una simulación de Monte Carlo. Los datos fueron evaluados con un riesgo del 5%, arrojando datos como una mediana de \$ -10.307.049.206 y un intervalo que va desde los \$ -15.289.024.922 por la cota inferior y \$ -5.169.737.657 como cota superior. Se puede observar que el proyecto luego de la creación del sistema eléctrico nacional se volverá inviable bajo los supuestos realizados durante estas simulaciones.

Si se compara el “Caso Actual de Rumena” y el “Caso Futuro de Rumena”, se presenta un efecto negativo en los proyectos debido la integración SIC - SING, ya que actualmente si se puede realizar un proyecto de parque eólico con posibilidades de tener un proyecto rentable, en cambio, luego de la disminución en los precios los proyectos resultarán no rentables dando prioridad a solo

proyectos eólicos en el norte del país, todos aquellos que estén conectados con el sistema interconectado del norte grande (SING).

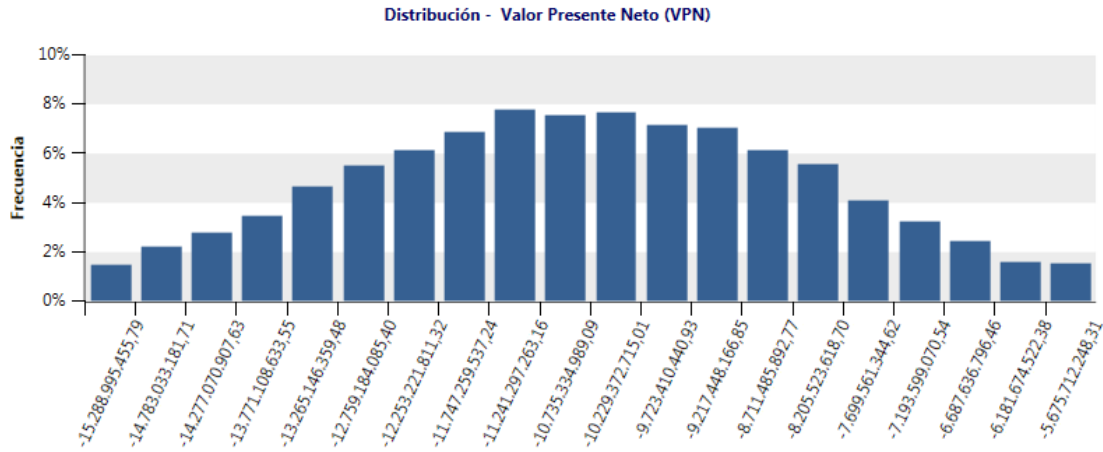


Ilustración 5.21: Distribución del VAN para el "Caso Futuro Rumena". Fuente: Simulación RETScreen

6. SENSIBILIZACIÓN DE VARIABLES

Para este caso se realizará un análisis de la sensibilización de variables en el sector de Rumena, debido a que según los datos obtenidos mediante la simulación en RETScreen es el lugar con mayores riesgos e inviabilidad debido a la ubicación, costos y tarifas de exportación.

6.1. Velocidad del viento

En la tabla a continuación se da a conocer cómo afecta la velocidad del aire en el desempeño del aerogenerador escogido para la evaluación del proyecto y por consecuencia, como se ven afectados el factor de planta, los MWh generados y el VAN. Se puede observar que en el momento en que la velocidad media del viento supera los 11,4 m/s el VAN del proyecto se vuelve positivo.

El proyecto evaluado en Rumena posee una velocidad de 8,9 m/s y obteniendo aproximadamente un factor de planta del 40%. Para que el proyecto logre la rentabilidad se necesita que el factor de planta aumente a 50,5%, lo cual se sale de los márgenes normales de un parque eólico. Por su parte, la cantidad de energía exportada debiera aumentar en un 26,98% para que el proyecto tenga viabilidad financiera lo cual se separa de la realidad.

Los parques eólicos poseen factores de planta que varían entre el 20% y el 40%, por lo que obtener un 50,5% para que el proyecto logre la factibilidad económica tiene muy bajas probabilidades. La velocidad del viento dentro del sector de Rumena puede sufrir variaciones pero

nunca tan altas como un aumento de 2,4 m/s promedio al año, las variaciones posibles pueden ser de +/- 0,5 m/s, información presentada en el informe del explorador de energía eólica.

Velocidad Viento [m/s]	factor de planta	MWh	VAN
7,3	30,0%	90.698	-\$ 18.491.170.930
7,7	32,7%	98.868	-\$ 15.935.812.837
8,1	35,3%	106.661	-\$ 13.519.533.898
8,5	37,6%	113.774	-\$ 11.324.641.546
8,9	40,0%	120.886	-\$ 9.154.821.356
9,3	42,0%	127.036	-\$ 7.280.272.208
9,7	44,0%	133.043	-\$ 5.462.651.515
10,1	45,9%	138.640	-\$ 3.778.165.931
10,5	47,5%	143.576	-\$ 2.439.299.147
10,9	49,1%	148.513	-\$ 1.217.335.591
11,3	50,5%	152.530	-\$ 233.509.284
11,4	50,8%	153.508	\$ 630.789.368
11,7	51,8%	156.442	\$ 1.013.538.392
12,1	52,9%	159.952	\$ 2.525.845.591
12,5	53,9%	162.883	\$ 3.386.731.238

Tabla 6.1: Variación de la velocidad del viento. Fuente: Simulación en RETScreen

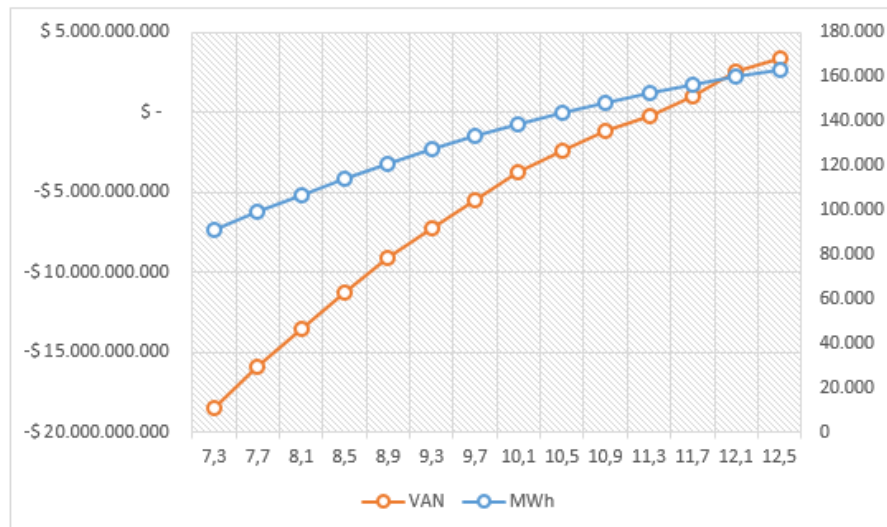


Ilustración 6.1: Gráfico de VAN (eje de la izquierda) y energía exportada (eje de la derecha) en función de la velocidad del viento Fuente: Simulación RETScreen

6.2. Tasa de descuento

Otro análisis que se realizó fue el comportamiento del VAN con respecto a la tasa de descuento a la que se enfrenta el proyecto. Es importante señalar que a medida que la tasa de descuento va en aumento el VAN va disminuyendo, encontrándose entre el rango 7% - 7,5% el cambio de positivo a negativo del Valor Actual Neto. Si se considera en la evaluación de este proyecto una tasa de descuento menor a 7% se puede reconocer que este proyecto podría lograr una viabilidad pero no exento de riesgos debido a la alta cantidad de variables que este posee.

Tasa de descuento	VAN
5,0%	\$ 11.188.059.974
5,5%	\$ 8.367.435.733
6,0%	\$ 5.728.338.136
6,5%	\$ 3.256.927.485
7,0%	\$ 940.541.426
7,5%	-\$ 1.232.413.673
8,0%	-\$ 3.272.560.664
8,5%	-\$ 5.189.639.950
9,0%	-\$ 6.992.589.250
9,5%	-\$ 8.689.615.633
10,0%	-\$ 10.288.260.644
10,5%	-\$ 11.795.459.212
11,0%	-\$ 13.217.592.962
11,5%	-\$ 14.560.538.515
12,0%	-\$ 15.829.711.249

Tabla 6.2: Variación de la tasa de descuento
Fuente: Simulación RETScreen

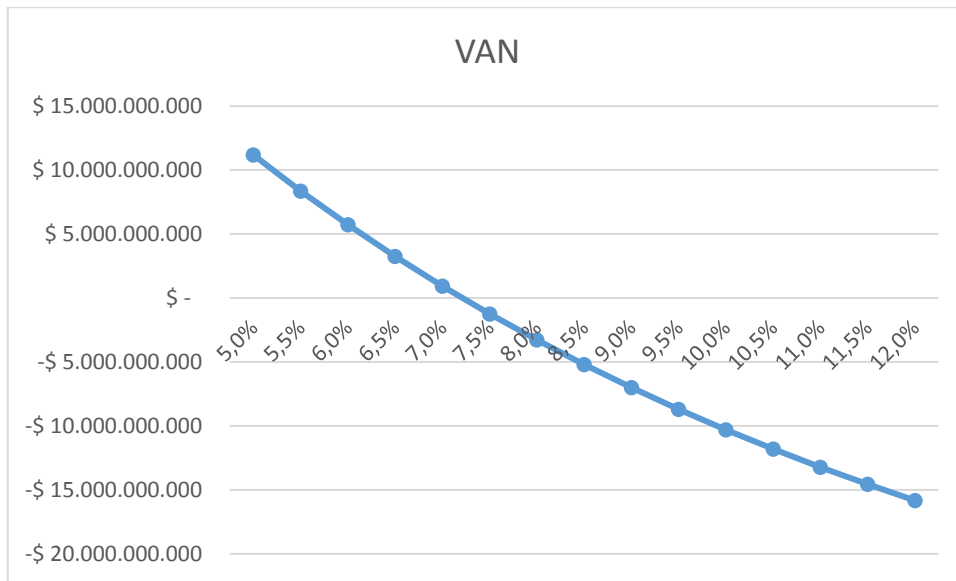


Ilustración 6.2: Grafico VAN en función de la tasa de descuento
Fuente: Simulación RETScreen

6.3. Años de Proyección

La simulación realizada en la ciudad de Rumena con el precio actualizado después de la unión SIC-SING tiene una proyección de 20 años, en la siguiente tabla se muestra el comportamiento del VAN con respecto a los años de proyección que tienen inversiones de este tipo. Vale destacar que la diferencia del VAN si se compara una proyección de 15 a 25 años supera los 10 mil millones de pesos, una cifra considerable al momento de la realización de la proyección.

Años	VAN
15	-\$ 16.086.468.857
16	-\$ 14.824.854.865
17	-\$ 13.616.283.643
18	-\$ 12.458.662.587
19	-\$ 11.349.971.451
20	-\$ 10.288.260.644
21	-\$ 9.271.649.511
22	-\$ 8.298.324.574
23	-\$ 7.366.537.764
24	-\$ 6.474.604.649
25	-\$ 5.620.902.650

Tabla 6.3: Variación de los años de proyección
Fuente: Simulación RETScreen

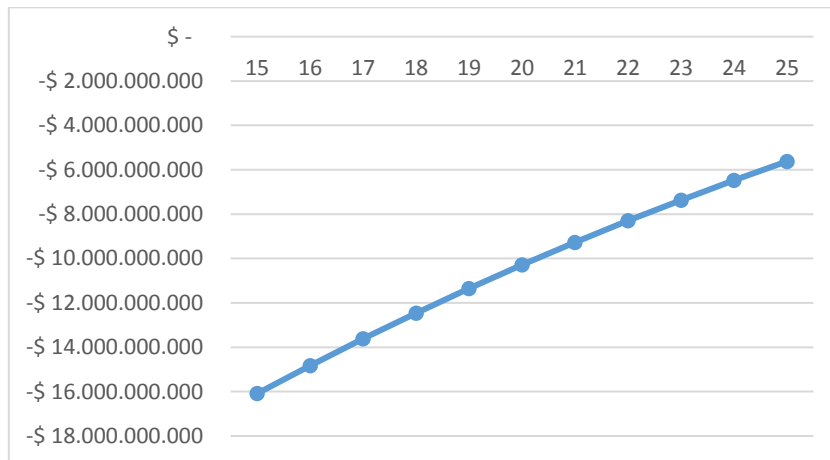


Ilustración 6.3: Gráfico VAN en función de los años de proyección del proyecto
Fuente: Simulación RETScreen

6.4. Tasa de Inflación

Como se puede observar en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**Tabla 6.4, la tasa de inflación a la cual se ve afectado el país influye en los indicadores económicos que posee el proyecto, entre estos dos datos existe una relación inversa en donde a medida que aumenta la tasa de interés el VAN va disminuyendo. En ningún caso una variación de la inflación convertirá

el VAN en positivo, por lo que no es una variable que posea relevancia importante para este caso. Además, debido a la estabilidad económica que posee el país resulta difícil que se presente una variación en la tasa inflacionaria anual.

Tasa Inflación	VAN
2%	-\$ 9.882.090.107
2,3%	-\$ 10.082.037.501
2,6%	-\$ 10.288.260.644
2,9%	-\$ 10.500.987.325
3,2%	-\$ 10.720.453.991
3,5%	-\$ 10.946.906.084
3,8%	-\$ 11.180.598.373
4,1%	-\$ 11.422.534.685
4,4%	-\$ 11.673.972.128
4,7%	-\$ 11.933.523.449
5,0%	-\$ 12.201.485.418
5,3%	-\$ 12.478.166.064
5,6%	-\$ 12.763.885.096
5,9%	-\$ 13.058.974.344
6,2%	-\$ 13.363.778.214
6,5%	-\$ 13.678.654.166
6,8%	-\$ 14.003.973.198
7,1%	-\$ 14.340.120.357

Tabla 6.4: Variación del VAN con respecto a la tasa de inflación.
Fuente: Simulación RETScreen

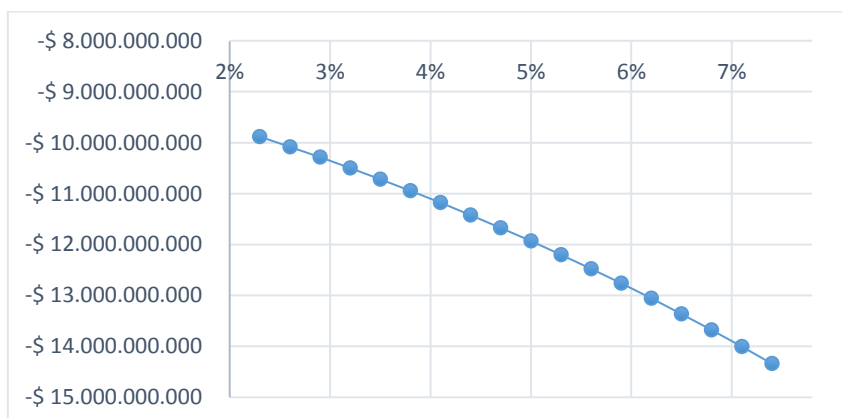


Ilustración 6.4: Gráfico VAN en función a la inflación
Fuente: Simulación RETScreen

6.5. Tasa de escalamiento de la electricidad

Con respecto a la tasa de escalamiento de la electricidad, este dato posee alta relevancia dentro de las proyecciones realizadas en estos casos. Debido a que la información con respecto a este dato es acotada, se utilizó una tasa estimada de 4,9%, obtenida como un promedio del crecimiento en los precios de la electricidad que se han presentado en los últimos años dentro del sistema interconectado central. Vale destacar que la tasa de escalamiento de la electricidad posee alta influencia dentro de la viabilidad del proyecto y debido a esto, se hace necesario un detalle más acabado debido a que si esta tasa supera el 7,5% el proyecto presentaría indicadores positivos y se convertiría en rentable. Lamentablemente la estimación de este dato puede ser afectada por múltiples factores lo que genera que el proyecto pueda tener una alta variabilidad en sus proyecciones.

Tasa Escalamiento	VAN
2%	-\$ 19.519.390.272
2,5%	-\$ 18.101.792.400
3,0%	-\$ 16.617.605.831
3,5%	-\$ 15.062.976.007
4,0%	-\$ 13.434.364.010
4,5%	-\$ 11.717.727.004
5,0%	-\$ 9.922.016.997
5,5%	-\$ 8.030.674.501
6,0%	-\$ 6.034.581.332
6,5%	-\$ 3.933.683.809
7,0%	-\$ 1.725.513.633
7,5%	\$ 607.696.250
8,0%	\$ 3.058.711.816
8,5%	\$ 5.649.818.945
9,0%	\$ 8.390.556.692
9,5%	\$ 11.280.967.230
10,0%	\$ 14.335.407.715

Tabla 6.5: Variación del VAN con respecto a la tasa de escalamiento de la electricidad
Fuente: Simulación RETScreen

En la gráfica a continuación se da a conocer la relación existente entre la tasa de escalamiento de combustibles y el VAN del proyecto simulado, tal como se puede notar, la pendiente se va haciendo positiva conforme aumenta la tasa de escalamiento de combustible.

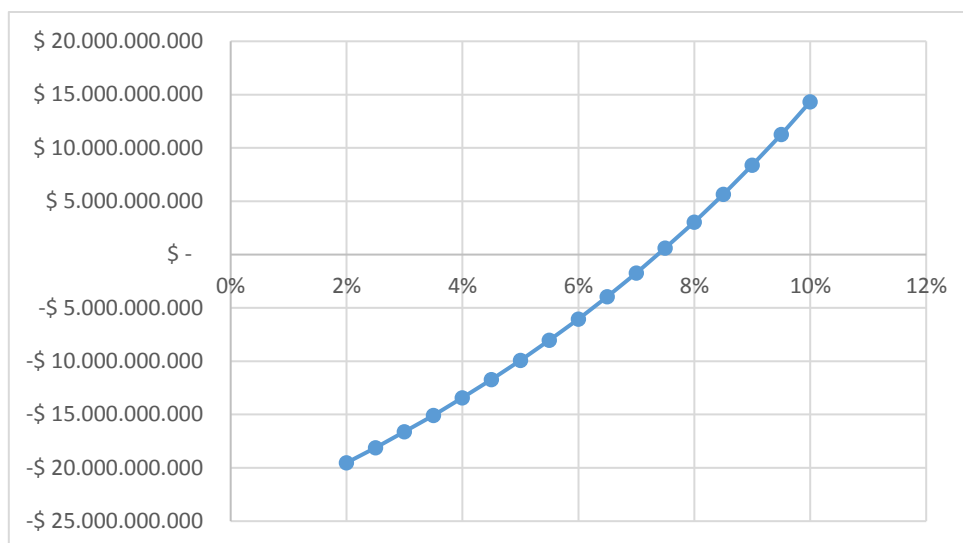


Ilustración 6.5: Grafico VAN con respecto a la tasa de escalamiento de la electricidad
Fuente: Simulación RETScreen

6.6. Tasa de impuesto

Es necesario analizar la tasa de impuesto debido a los cambios legislativos que están afectando a Chile, como lo es la reforma tributaria. Actualmente las empresas de generación se adecuan a una tasa del 25%, el hecho de que esta tasa suba provoca una menor rentabilidad en los proyectos de este tipo debido a que la TIR después de impuestos también va a la baja y se aleja de la tasa de descuentos utilizada en la simulación. Se utilizó una tasa de 27% que será la definitiva que por el momento está estipulada para el año 2019 o posterior,

La variación de la tasa de impuesto a pesar de tener influencia dentro de los indicadores económicos del proyecto no posee gran relevancia y no definirá la decisión de la ejecución del proyecto.

Tasa Impuesto	VAN	TIR antes de impuestos	TIR después de impuestos
20%	-\$ 9.162.278.283	8,5%	7,6%
21%	-\$ 9.323.132.906	8,5%	7,5%
22%	-\$ 9.483.987.529	8,5%	7,5%
23%	-\$ 9.644.842.152	8,5%	7,4%
24%	-\$ 9.805.696.775	8,5%	7,4%
25%	-\$ 9.966.551.398	8,5%	7,3%
26%	-\$ 10.127.406.021	8,5%	7,3%
27%	-\$ 10.288.260.644	8,5%	7,2%
28%	-\$ 10.449.115.267	8,5%	7,2%
29%	-\$ 10.609.969.890	8,5%	7,1%
30%	-\$ 10.770.824.513	8,5%	7,0%
31%	-\$ 10.931.679.136	8,5%	7,0%
32%	-\$ 11.092.533.759	8,5%	6,9%
33%	-\$ 11.253.388.382	8,5%	6,9%
34%	-\$ 11.414.243.005	8,5%	6,8%
35%	-\$ 11.575.097.628	8,5%	6,8%

Tabla 6.6: Variación del VAN con respecto a la tasa de impuestos
Fuente: Simulación RETScreen

6.7. Financiamiento

Se presentaron dos financiamientos distintos para el parque eólico ubicado en Rumena, el primero será un financiamiento del 70% de los costos totales del proyecto. El segundo caso financiará un 99% del proyecto. Ambos casos poseen una tasa de interés del 8% y una proyección de 15 años para realizar los pagos del proyecto.

6.7.1. Financiamiento con 70% de relación deuda

Un método de mejorar los indicadores económicos del proyecto en Rumena con precios futuros es la utilización de financiamiento. Se considerará una relación deuda del 70%, lo que indica que el 30% del proyecto será realizado con capital privado y el 70% será solicitado a una entidad bancaria con un interés del 8%. A continuación se da a conocer la tabla resumen de las nuevas variables que se utilizarán en la nueva simulación.

Capital	\$ 15.242.022.720
Deuda	\$ 35.564.719.680
Relación deuda	70%
Tasa de interés	8%

Tabla 6.7: Resumen del financiamiento 70% para “Caso Futuro Rumena”.
Fuente: Simulación RETScreen

La simulación entregó una mejora en los indicadores financieros presentados en la sección 5.4 . Tanto la TIR como el VAN presentaron mejoras significativas, pero aun así no se logra la viabilidad del proyecto. El VAN aumentó en \$6.004.796.881, presentando mejoras importantes al igual que la TIR después de impuesto, la cual aumentó en 0,5%. A continuación se presenta una tabla resumen de los indicadores financieros del “Caso Futuro Rumena” con financiamiento del 70%.

TIR antes de impuesto	9,0%
TIR después de impuesto	7,7%
VAN	-\$ 4.283.463.763
Payback	15,1 años

Tabla 6.8: Indicadores financieros "Caso Futuro Rumena" con financiamiento 70%.
Fuente: Simulación RETScreen

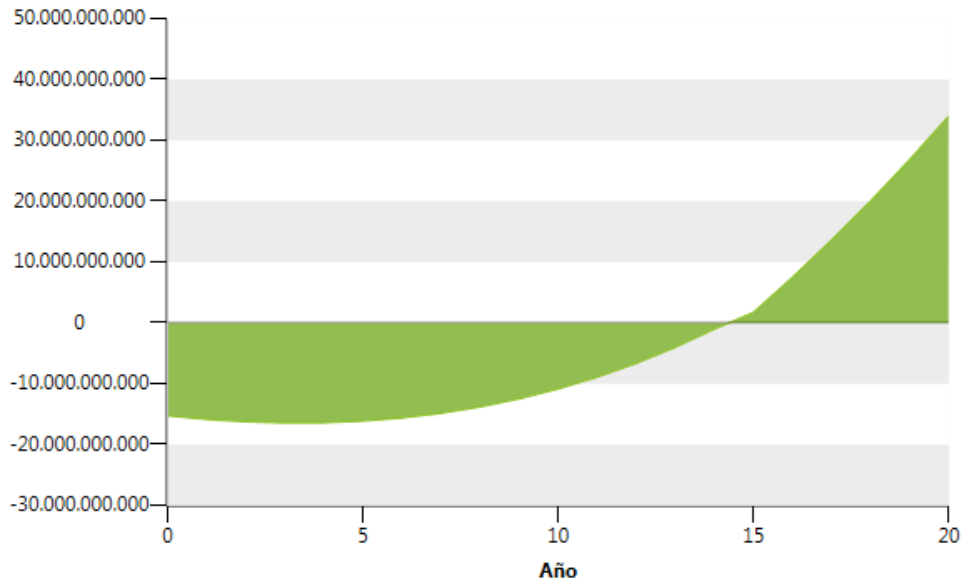


Ilustración 6.6: Flujo de caja acumulado “Caso Futuro Rumena” con financiamiento 70%.
Fuente: Simulación RETScreen

Tal como en el ejercicio sin financiamiento, entre las variables con alto impacto en la simulación se encuentra la electricidad exportada, la tarifa de exportación y los costos iniciales, por otro lado, se incluyen nuevas variables con alta relevancia como lo son la tasa de interés de la deuda, la relación de la deuda y la duración de ésta. En el gráfico a continuación se da a conocer el impacto que poseen estas variables en el VAN.

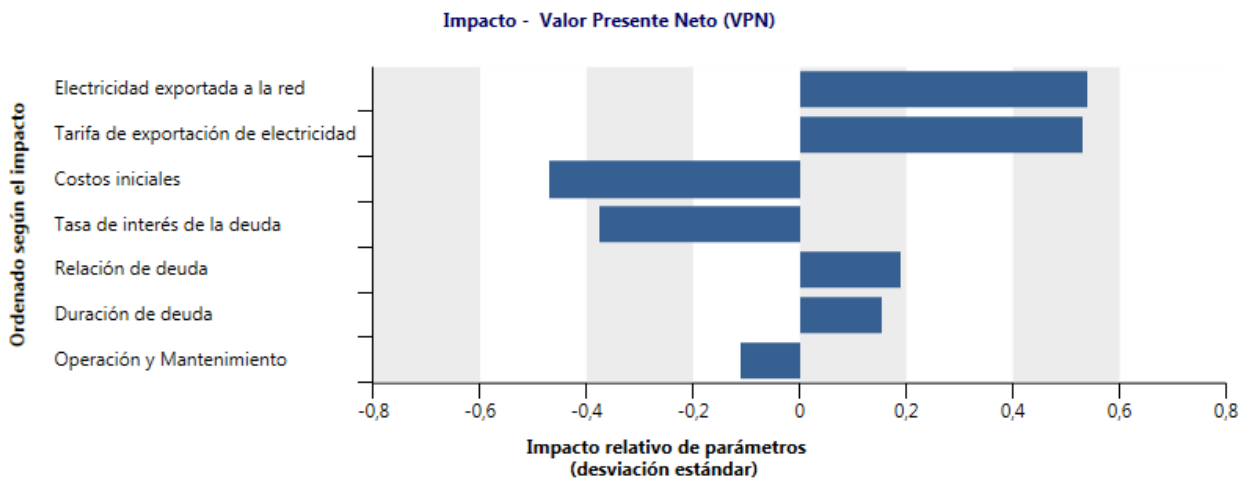


Ilustración 6.7: Impacto relativo de los parámetros en el VAN con financiamiento 70%.
Fuente: Simulación de RETScreen

Dentro de esta simulación existen riesgos inherentes a las variables con las que se trabaja. Tal como se puede observar en las siguientes ilustraciones, la manera de que este proyecto posea un VAN positivo radica en que los costos iniciales disminuyan en un 20% o la tarifa de exportación aumente en un 10%. Dentro de los costos existe baja probabilidad de que se vean variaciones tan altas en estos valores debido a los altos montos a los cuales se deben incurrir al inicio de la inversión

- Quitar análisis		Relación de deuda					%
Tasa de interés de la deuda		56%	63%	70%	77%	84%	
%		-20,0%	-10,0%	0,0%	10,0%	20,0%	
6,40%	-20,0%	-3.347.981.484	-2.502.190.931	-1.656.400.378	-817.166.730	15.320.856	
7,20%	-10,0%	-4.374.329.539	-3.656.832.493	-2.951.350.448	-2.249.032.475	-1.546.714.503	
8,00%	0,0%	-5.424.669.599	-4.852.570.404	-4.283.463.763	-3.715.979.849	-3.162.597.601	
8,80%	10,0%	-6.510.863.004	-6.077.904.607	-5.648.926.370	-5.233.500.550	-4.818.074.729	
9,60%	20,0%	-7.622.688.925	-7.331.768.262	-7.057.166.449	-6.782.564.636	-6.521.173.813	

Ilustración 6.8: Sensibilidad del VAN con respecto a la tasa de interés de la deuda y la relación de la deuda. “Caso Futuro Rumena” con financiamiento 70%. Fuente: Simulación de RETScreen

- Quitar análisis		Costos iniciales					CLP
Operación y Mantenimiento		40.645.393.920	45.726.068.160	50.806.742.400	55.887.416.640	60.968.090.880	
CLP		-20,0%	-10,0%	0,0%	10,0%	20,0%	
870.508.446	-20,0%	5.853.492.787	1.779.958.550	-2.360.479.606	-6.551.431.129	-10.784.515.538	
979.322.002	-10,0%	4.923.530.523	830.467.321	-3.321.971.684	-7.524.772.738	-11.769.505.902	
1.088.135.558	0,0%	3.986.132.045	-119.023.907	-4.283.463.763	-8.498.114.348	-12.754.496.266	
1.196.949.114	10,0%	3.048.733.566	-1.068.515.136	-5.244.955.841	-9.471.455.958	-13.739.486.630	
1.305.762.669	20,0%	2.111.335.088	-2.023.274.036	-6.216.045.316	-10.454.289.864	-14.731.772.521	

Ilustración 6.9: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y costos de operación y mantenimiento. “Caso Futuro Rumena” con financiamiento 70%. Fuente: Simulación de RETScreen

- Quitar análisis		Tarifa de exportación de electricidad					CLP/MWh
Tasa de interés de la deuda		30.432,00	34.236,00	38.040,00	41.844,00	45.648,00	
%		-20,0%	-10,0%	0,0%	10,0%	20,0%	
6,40%	-20,0%	-11.181.063.949	-6.375.730.721	-1.656.400.378	2.982.883.854	7.558.511.637	
7,20%	-10,0%	-12.526.609.329	-7.694.714.659	-2.951.350.448	1.718.166.344	6.316.966.411	
8,00%	0,0%	-13.907.119.151	-9.047.887.299	-4.283.463.763	405.241.269	5.026.664.583	
8,80%	10,0%	-15.325.187.662	-10.443.889.596	-5.648.926.370	-936.641.265	3.705.744.453	
9,60%	20,0%	-16.779.329.251	-11.868.909.381	-7.057.166.449	-2.318.409.026	2.351.073.937	

Ilustración 6.10: Sensibilidad del VAN con respecto a la tasa de interés de la deuda y la tarifa de exportación de electricidad. “Caso Futuro Rumena” con financiamiento 70%. Fuente: Simulación de RETScreen

En la ilustración que se muestra a continuación se encuentra un histograma de los posibles valores del VAN por medio de una simulación de Monte Carlo. Los datos fueron evaluados con un riesgo del 5%, arrojando datos como una mediana de \$ -4.437.215.557 y un intervalo que va desde los \$ -10.111.508.714 por la cota inferior y \$ 1.509.450.579 como cota superior de esta. Con el financiamiento el proyecto posee probabilidades de tener viabilidad económica e indicadores financieros positivos pero estas son muy bajas tal como se puede observar en la Ilustración 6.11.

Si se compara el “Caso Futuro de Rumena” con y sin financiamiento, se puede observar una mejora en las probabilidades de éxito pero aún continúan siendo muy bajas. Lo recomendable sería no realizar un proyecto con estas condiciones debido a la baja probabilidad de éxito presente en este caso.

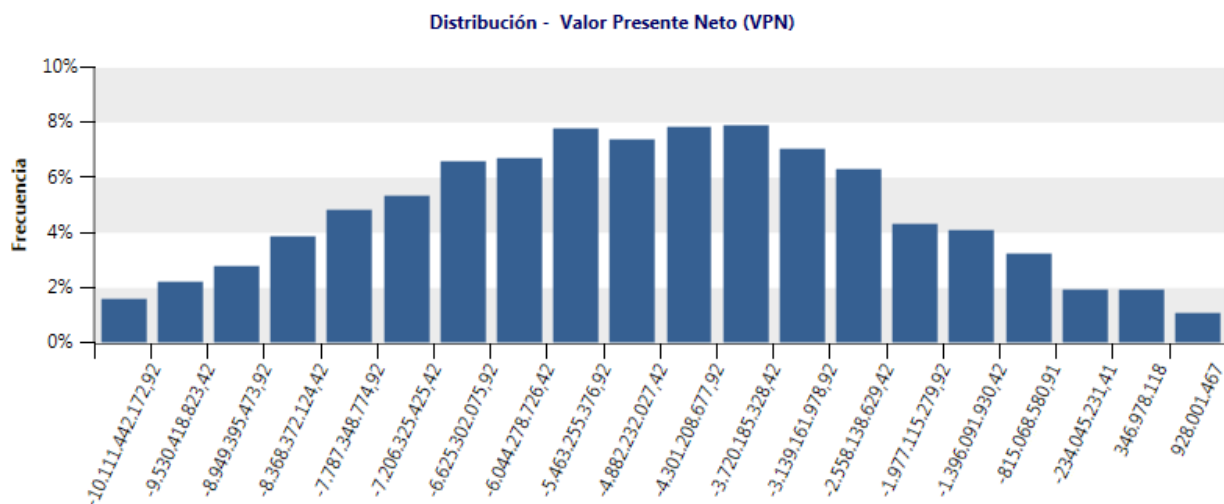


Ilustración 6.11: Distribución del VAN para el "Caso Futuro Rumena" con financiamiento 70%.
Fuente: Simulación RETScreen

6.7.2. Financiamiento con 99% de relación deuda

Se considerará una relación deuda del 99%, lo que indica que el 1% del proyecto será realizado con capital privado y el 99% será solicitado a una entidad bancaria con un interés del 8%. A continuación se da a conocer la tabla resumen de las nuevas variables que se utilizarán en la nueva simulación.

Capital	\$ 508.067.424
Deuda	\$ 50.298.674.976
Relación deuda	99%
Tasa de interés	8%

Tabla 6.9: Resumen del financiamiento 99% para "Caso Futuro Rumena".
Fuente: Simulación RETScreen

La simulación presenta mejoras si se compara con un financiamiento del 70%. Con respecto a los indicadores económicos del proyecto, el VAN aumentó desde -\$ 4.283.463.763 a -\$ 1.980.760.147, por su parte, la TIR después de impuesto presenta un crecimiento de alrededor del 1% y se mantiene el mismo payback para todo el proyecto. Notar que el flujo de caja acumulado posee una curva que finaliza a los 15 años, lo cual indica el término del crédito que se debe pagar a la institución bancaria.

TIR antes de impuesto	9,7%
TIR después de impuesto	8,2%
VAN	-\$ 1.980.760.147
Payback	15,1 años

Tabla 6.10: Indicadores financieros "Caso Futuro Rumena" con financiamiento del 99%.
Fuente: Simulación RETScreen

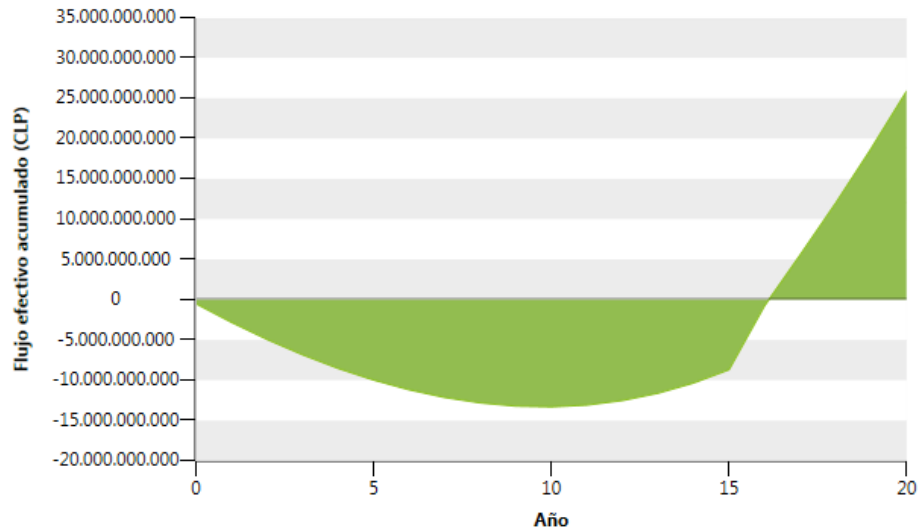


Ilustración 6.12: Flujo de caja acumulado “Caso Futuro Rumena” con financiamiento del 99%.
Fuente: Simulación RETScreen

Tal como en las simulaciones anteriores existen riesgos inherentes a las variables con las que se trabaja. Tal como se puede observar en las siguientes ilustraciones, la manera de que este proyecto posea un VAN positivo es que la tasa de interés sea de un 6,4% o que los costos iniciales disminuyan en un 10%. La ejecución posee menores riesgos si se compara con un proyecto financiado con 70% de relación deuda, y aún menor con un proyecto sin financiamiento.

- Quitar análisis		Relación de deuda				
		79%	89%	99%	109%	119%
Tasa de interés de la deuda		-20,0%	-10,0%	0,0%	10,0%	20,0%
%						
6,40%	-20,0%	-555.527.774	621.847.526	1.797.651.697		
7,20%	-10,0%	-2.028.303.970	-1.041.310.056	-67.768.443		
8,00%	0,0%	-3.542.059.714	-2.759.419.106	-1.980.760.147		
8,80%	10,0%	-5.102.938.149	-4.520.095.173	-3.955.106.252		
9,60%	20,0%	-6.697.392.192	-6.333.941.784	-5.976.182.677		

Ilustración 6.13: Sensibilidad del VAN con respecto a la tasa de interés de la deuda y la relación de la deuda.
“Caso Futuro Rumena” con financiamiento 99%. Fuente: Simulación de RETScreen

- Quitar análisis		Costos iniciales					CLP
Operación y Mantenimiento		40.645.393.920	45.726.068.160	50.806.742.400	55.887.416.640	60.968.090.880	
CLP		-20,0%	-10,0%	0,0%	10,0%	20,0%	
870.508.446	-20,0%	7.856.044.493	3.944.649.040	-30.095.279	-4.057.630.363	-8.130.753.294	
979.322.002	-10,0%	6.906.553.264	2.983.156.962	-1.003.436.888	-5.042.620.728	-9.127.150.928	
1.088.135.558	0,0%	5.957.062.036	2.021.664.883	-1.980.760.147	-6.033.645.749	-10.129.248.927	
1.196.949.114	10,0%	5.007.570.807	1.049.373.783	-2.965.750.511	-7.030.043.382	-11.136.779.302	
1.305.762.669	20,0%	4.046.081.859	76.032.174	-3.950.740.876	-8.026.441.016	-12.144.309.677	

Ilustración 6.14: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y costos de operación y mantenimiento. “Caso Futuro Rumena” con financiamiento 99%. Fuente: Simulación de RETScreen

- Quitar análisis		Tarifa de exportación de electricidad					CLP/MWh
Tasa de interés de la deuda		30.432,00	34.236,00	38.040,00	41.844,00	45.648,00	
%		-20,0%	-10,0%	0,0%	10,0%	20,0%	
6,40%	-20,0%	-7.872.618.694	-2.995.121.501	1.797.651.697	6.505.090.848	11.145.198.492	
7,20%	-10,0%	-9.798.842.104	-4.883.233.768	-67.768.443	4.674.572.168	9.348.155.898	
8,00%	0,0%	-11.780.294.911	-6.835.669.089	-1.980.760.147	2.790.583.337	7.491.304.720	
8,80%	10,0%	-13.812.455.505	-8.835.315.693	-3.955.106.252	847.281.109	5.581.377.747	
9,60%	20,0%	-16.042.450.268	-10.891.887.368	-5.976.182.677	-1.144.372.716	3.615.828.351	

Ilustración 6.15: Sensibilidad del VAN con respecto a la tasa de interés de la deuda y la tarifa de exportación de electricidad. “Caso Futuro Rumena” con financiamiento 99%. Fuente: Simulación de RETScreen

En la ilustración que se muestra a continuación se encuentra un histograma de los posibles valores del VAN por medio de una simulación de Monte Carlo. Los datos fueron evaluados con un riesgo del 5%, arrojando datos como una mediana de \$ -2.169.131.037 y un intervalo que va desde los \$ -8.376.686.416 por la cota inferior y \$ 3.840.025.816 como cota superior de esta. Debido al financiamiento del 99% con el cual se realizó la simulación, las probabilidades de éxito aumentaron considerablemente pero aun así, no se convierte en un proyecto viable y, además, bastante riesgoso.

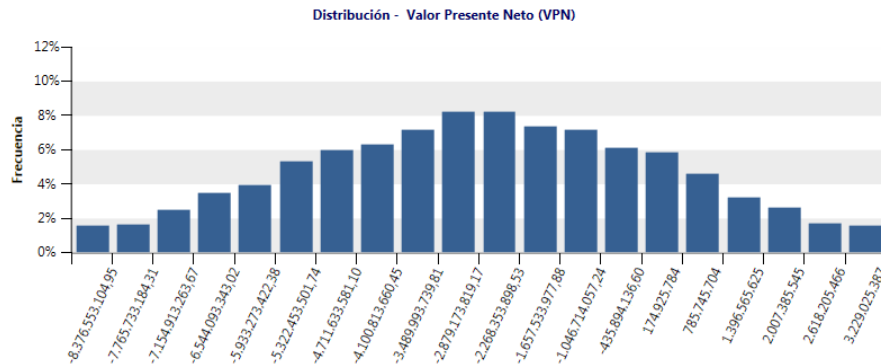


Ilustración 6.16: Distribución del VAN para el "Caso Futuro Rumena" con financiamiento 99% Fuente: Simulación RETScreen

7. CONCLUSIONES

Chile posee un alto potencial eólico dentro de sus fronteras, sin embargo debido a sus largas extensiones de tierra existen costos variables debido al precio al cual se vende la energía eléctrica, su distribución y la construcción de los parques eólicos. En Chile existen puntos estratégicos con flujos de viento que en promedio se mantienen en los 8,9 m/s, dando la posibilidad de que existan parques con factor de planta altos y maximizando de esta forma la obtención de la energía del viento. Las nuevas tecnologías y las nuevas normas impuestas en el país fomentan la utilización de las energías renovables no convencionales por lo que es fundamental la realización de estudios para analizar la viabilidad en los distintos sectores del país.

Por su parte, se está realizando la unión de los grandes sistemas interconectados del país como lo son el sistema interconectado central y el sistema interconectado del norte grande, los cuales formarán el sistema eléctrico nacional, el cual distribuirá energía desde Arica a Chiloé provocando una mayor competencia y una disminución en los precios de venta de la energía.

Se realizaron 4 casos principales, ubicados en Rumena, Región del Bío Bío abastecida por el SIC, y en Calama, Región de Antofagasta abastecida por el SING, cada uno presentado con el precio actual de venta y al cual se tendrá que enfrentar en el futuro. Ambos casos se ubicaron en lugares estratégicos que poseían una velocidad anual promedio parecida, que bordeaba los 8,9 m/s.

Con respecto a los precios de venta que se utilizaron, se realizó una medición proporcional a la cantidad de kWh demandados por el SIC y el SING dependiendo de los clientes libres y

regulados. Los precios para el SING son menores a los de la zona central, pero existe una diferencia en que la demanda de la energía del SING es de un 89% de los clientes libres, a los cuales se les cobra un precio mayor negociado directamente con las empresas consumidoras. Debido a este análisis se concluyó que los precios percibidos por una empresa generadora perteneciente al SING es mayor al de las que pertenecen al SIC debido a la diferencia de los clientes regulados y libres entre ambos sistemas.

El proyecto en la ciudad de Calama actualmente tendría una viabilidad económica importante y por lo tanto, es recomendable su realización dentro de las condiciones actuales a las cuales está afecto. Existe certeza de que el proyecto tendrá éxito ya que por medio de la simulación de Montecarlo, el proyecto posee una cota inferior de \$5.501.605.853 y una mediana de \$11.223.129.845, además de bajos riesgos con respecto a las variables que impactan directamente la simulación. Por otro lado, en Calama se presentará una baja promedio de \$5,53 por kWh vendido por las empresas generadoras luego de la integración SIC-SING, lo que provocará que los proyectos de este tipo aumenten sus riesgos y aun así se mantengan dentro de los márgenes de viabilidad económica según sus indicadores financieros. Para este caso, debido a la disminución de los precios existe una mínima probabilidad de que el proyecto no sea rentable según la simulación de Montecarlo, encontrándose una cota inferior de \$-219.803.319 y una mediana de \$5.019.320.986. Por lo tanto se puede concluir que luego de la variación de los precios por la integración SIC-SING se provocará una disminución en la rentabilidad del proyecto pero continuara siendo rentable para los inversionistas, por lo cual independiente de los cambios que se puedan provocar en el futuro el proyecto en Calama tendrá viabilidad económica.

Por otra parte, con respecto a la simulación de Rumena, ubicado cerca de la ciudad de Los Ángeles. El proyecto obtuvo un VAN positivo dentro de la simulación pero con riesgos importantes debido a la alta dependencia que existe por el precio al cual se realiza la venta de la electricidad. De la simulación de Montecarlo se obtuvo que la mediana se encuentra en \$783.308.833, y por lo tanto dando a conocer que existe aproximadamente solo un 55% de probabilidades de que el proyecto tenga un VAN positivo. La decisión de si el proyecto debe pasar por un estudio más profundo debido a las altas probabilidad de inviabilidad que existen en las proyecciones de esta simulación. Luego de la integración SIC-SING se evidenciará una baja de \$9,54 por kWh, provocando una inviabilidad absoluta en la simulación de Montecarlo, arrojando una cota superior de \$ -5.169.737.657 y una mediana de \$ -10.307.049.206. A modo de concluir, la integración de ambos sistemas provocará una baja significativa en las probabilidades de éxito de la implementación de un parque eólico con estas características conectado al SIC en el sector de Rumena, no es recomendable la realización de un proyecto en el sur de Chile a primera instancia debido a la baja en los precios de la electricidad, los altos costos iniciales que se tienen en esta región y las escasas probabilidades de éxito.

Debido a las bajas probabilidades de factibilidad que poseen los proyectos eólicos conectados al SIC, se realizó un análisis de sensibilidad a las variables relevantes y con alto impacto en el proyecto. Las que poseen mayor relevancia son la tasa de escalamiento de combustibles, de la cual no se tienen conocimiento actualmente en Chile. Este dato fue extraído desde las variaciones de precios que a experimentado Chile en los últimos 10 años pero existe una gran variabilidad en estos por lo que podría tener un grado de error la proyección realizada. Si la tasa llegase a ser de 7,5% el proyecto en Rumena lograría encontrar la factibilidad económica luego de la unión SIC-SING.

Otro aspecto importante es el financiamiento dentro del proyecto en Rumena. Se realizaron dos casos para el proyecto ubicado en Rumena con precios futuros luego de la unión SIC-SING. El proyecto con 70% de deuda mejoró las probabilidades de éxito mejorando significativamente los indicadores financieros pero aún así no se logró la viabilidad económica, por otro lado, el financiamiento del 99% presentó una mejora en las probabilidades de la factibilidad pero manteniéndose en el 15% de probabilidades de éxito, por lo que no es recomendable en ningún aspecto la realización del proyecto eólico en el sector centro-sur del país perteneciente al sistema interconectado central.

Se puede concluir que actualmente la construcción de un proyecto eólico conectado a la red del SING sufrirá los impactos de la competitividad por la unión SIC-SING pero el proyecto mantendrá la factibilidad para su ejecución, muy por el contrario se encuentra el parque eólico ubicado en Rumena, el cual está conectado al SIC, en donde actualmente sin la unión resulta complejo el escenario debido a los altos costos iniciales y a la alta cantidad de clientes regulados que existen en el sector centro-sur. Luego de la unión SIC-SING se provocará que los proyectos eólicos en estos sectores se vuelvan infactibles.

El análisis de estos proyectos fue realizado con valores estimados, lo que entrega una noción del comportamiento que debieran tener estos proyectos tras su realización pero no proporciona una decisión certera de los valores debida a la alta cantidad de variables que están involucradas en estos estudios y tomando en cuenta que cada caso está bajo diferentes situaciones provocando incertidumbre en las decisiones.

8. BIBLIOGRAFIA

ARANEDA, J., & CARVAJAL, G. (2015). INTERCONEXIÓN E INTEGRACIÓN DEL SIC Y SING.

ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA. (2017). INFORMACIÓN BÁSICA DE AEROGENERADORES. RETRIEVED FROM [HTTPS://WWW.AEEOLICA.ORG/ES/SOBRE-LA-EOLICA](https://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica)

BRUNEKREEF, B., & HOLGATE, S. T. (2002). AIR POLLUTION AND HEALTH. LANCET, 360(9341), 1233–1242. [HTTPS://DOI.ORG/10.1016/S0140-6736\(02\)11274-8](https://doi.org/10.1016/S0140-6736(02)11274-8)

CNE. (2016A). FIJACIÓN DE PRECIOS NUDO PROMEDIO DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL Y SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE. RETRIEVED FROM [HTTPS://WWW.CNE.CL/WP-CONTENT/UPLOADS/2016/11/ITD-PNP-ENERO-2017.PDF](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/11/ITD-PNP-ENERO-2017.PDF)

CNE. (2016B). INFORME DE PREVISIÓN DE DEMANDA 2016-2031.

CNE. (2017A). ANUARIO ESTADÍSTICO DE ENERGIA.

CNE. (2017B). INFORME DE COSTOS DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN. RETRIEVED FROM [HTTPS://WWW.CNE.CL/WP-CONTENT/UPLOADS/2016/12/RES-EXT-N-69-ICTG-2017.PDF](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/12/RES-EXT-N-69-ICTG-2017.PDF)

CNE. (2017C). REPORTE MENSUAL SECTOR ENERGÉTICO - JUNIO 2017.

CNE. (2017D). TARIFICACIÓN DE ENERGIA ELÉCTRICA. RETRIEVED FROM [HTTPS://WWW.CNE.CL/TARIFICACION/ELECTRICA/](https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/)

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL. (2017). SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL. RETRIEVED FROM [HTTPS://WWW.COORDINADORELECTRICO.CL/SISTEMA-ELECTRICO-NACIONAL/](https://www.coordinadorelectrico.cl/sistema-electrico-nacional/)

ELECTRICIDAD. (2015). CONSUMO ELÉCTRICO SE CUADRUPLICO EN LOS ULTIMOS 20 AÑOS. RETRIEVED FROM [HTTP://WWW.REVISTAEI.CL/2015/08/03/CONSUMO-ELECTRICO-SE-CUADRUPLICO-EN-20-ANOS/#](http://www.revistael.cl/2015/08/03/consumo-electrico-se-cuadruplico-en-20-anos/#)

ELECTRICIDAD. (2016). MINISTRO DE ENERGIA PERUANO DICE QUE INTERCONEXIÓN CON CHILE “SERÁ EN DÉCADAS, NO EN AÑOS.” RETRIEVED AUGUST 7, 2017, FROM [HTTP://WWW.REVISTAEI.CL/2016/09/20/MINISTRO-DE-ENERGIA-DE-PERUANO-DICE-QUE-INTERCONEXION-CON-CHILE-SERA-EN-DECADAS-NO-EN-ANOS/](http://www.revistael.cl/2016/09/20/ministro-de-energia-de-peruano-dice-que-interconexion-con-chile-sera-en-decadas-no-en-anos/)

FOLCHI, M., & RUBIO, M. (1994). EL CONSUMO DE ENERGÍA FÓSIL Y LA ESPECIFICIDAD DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN AMERICA LATINA.



- GENERADORAS DE CHILE. (2017). GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE. RETRIEVED FROM [HTTP://GENERADORAS.CL/GENERACION-ELECTRICA-EN-CHILE](http://GENERADORAS.CL/GENERACION-ELECTRICA-EN-CHILE)
- INE. (2017). IPC. RETRIEVED JULY 4, 2017, FROM [HTTP://WWW.INE.CL/](http://www.ine.cl/)
- IRENA. (2012). RENEWABLE ENERGY COST ANALYSIS: WIND POWER.
- IRENA. (2015). RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2014.
- MINERÍA CHILE. (2014). PARQUE EÓLICO EL ARRAYÁN: ENERGÍA DEL VIENTO PARA LOS PELAMBRES.
- MINISTERIO DE ENERGÍA DE CHILE. (2015). ENERGÍA 2050. RETRIEVED FROM [HTTP://WWW.ENERGIA.GOB.CL/SITES/DEFAULT/FILES/ENERGIA_2050_-_POLITICA_ENERGETICA_DE_CHILE.PDF](http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf)
- MINISTERIO DE ENERGÍA DE CHILE. (2017). ENERGÍAS RENOVABLES. RETRIEVED FROM [HTTP://WWW.ENERGIA.GOB.CL/ENERGIAS-RENOVABLES](http://www.energia.gob.cl/energias-renovables)
- MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE DE CHILE. (2014). ENERGÍAS RENOVABLES EN CHILE. PROYECTO ESTRATEGIA DE EXPANSIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INTERCONECTADOS.
- MORAGUES, J., & RAPALLINI, A. (2003). ENERGIA EOLICA.
- MORENO, C. (N.D.). ¿CUÁNTO CUESTA UN PARQUE EÓLICO? RETRIEVED JUNE 25, 2017, FROM [HTTP://WWW.CUBASOLAR.CU/BIBLIOTECA/ENERGIA/ENERGIA61/HTML/ARTICULO03.HTM](http://www.cubasolar.cu/BIBLIOTECA/ENERGIA/ENERGIA61/HTML/ARTICULO03.HTM)
- MORENO, J., MOCARQUER, S., & RUDNICK, H. (N.D.). GENERACIÓN EÓLICA EN CHILE: ANÁLISIS DEL ENTORNO Y PERSPECTIVAS DEL DESARROLLO. RETRIEVED FROM [HTTP://WWW.SYSTEP.CL/DOCUMENTS/PAPER GENERACION EOLICA.PDF](http://www.systep.cl/documents/paper_generacion_eolica.pdf)
- NASA. (2016). CLIMATE CHANGE: HOW DO WE KNOW? RETRIEVED FROM [HTTP://CLIMATE.NASA.GOV/EVIDENCE/](http://climate.nasa.gov/evidence/)
- NUEVA MINERÍA Y ENERGÍA. (2016). INTERCONEXIÓN SIC-SING: BENEFICIOS PATENTES. RETRIEVED JUNE 27, 2017, FROM [HTTP://WWW.NUEVAMINERIA.COM/REVISTA/INTERCONEXION-SIC-SING-BENEFICIOS-PATENTES/](http://www.nuevamineria.com/revista/interconexion-sic-sing-beneficios-patentes/)
- ORGANIZACIÓN MUNDIAL DE LA SALUD. (2016). CAMBIO CLIMÁTICO Y SALUD. RETRIEVED FROM [HTTP://WWW.WHO.INT/MEDIACENTRE/FACTSHEETS/FS266/ES/](http://www.who.int/mediacentre/factsheets/fs266/es/)
- ROBINE, J., LAN, S., CHEUNG, K., LE, S., OYEN, H. VAN, GRIFFITHS, C., ... RICHARD, F. (2008). DEATH TOLL EXCEEDED 70 , 000 IN EUROPE DURING THE SUMMER OF 2003, 331(AUGUST 2003), 171–178. [HTTPS://DOI.ORG/10.1016/J.CRVI.2007.12.001](https://doi.org/10.1016/j.crvi.2007.12.001)

- SANTANA, C. (2014). ENERGÍAS RENOVABLES EN CHILE: EL POTENCIAL EÓLICO, SOLAR E HIDROELÉCTRICO DE ÁRICA A CHILOÉ.
- SII. (2017A). DÓLAR OBSERVADO 2017. RETRIEVED JULY 5, 2017, FROM [HTTP://WWW.SII.CL/PAGINA/VALORES/DOLAR/DOLAR2017.HTM](http://www.sii.cl/PAGINA/VALORES/DOLAR/DOLAR2017.HTM)
- SII. (2017B). IMPUESTOS DIRECTOS. RETRIEVED JULY 5, 2017, FROM [HTTP://WWW.SII.CL/APRENDA_SOBRE_IMPUESTOS/IMPUESTOS/IMP_DIRECTOS.HTM](http://www.sii.cl/APRENDA_SOBRE_IMPUESTOS/IMPUESTOS/IMP_DIRECTOS.HTM)
- STEVANOVIC, S., & STANKOVIC, A. (2015). AIR POLLUTION AS A RISK FACTOR FOR PNEUMONIA. FACTA UNIVERSITATIS, 245 – 251.
- SYSTEP. (N.D.). GENERACIÓN EÓLICA EN CHILE: ANÁLISIS DE ENTORNO Y PERSPECTIVAS DE DESARROLLO. RETRIEVED FROM [HTTP://WWW.SYSTEP.CL/DOCUMENTS/EOLICA-MOCARQUER.PDF](http://www.systep.cl/documents/eolica-mocarquer.pdf)
- TALAYERO, A., & TELMO, E. (2008). ENERGÍAS RENOVABLES: ENERGÍA EÓLICA. ZARAGOZA: PRENSAS UNIVERSITARIAS DE ZARAGOZA. [HTTPS://DOI.ORG/978-84-92521-21-0](https://doi.org/978-84-92521-21-0)
- VILLARRUBIA, M. (2004). ENERGÍA EÓLICA. BARCELONA: EDICIONES CEAC. [HTTPS://DOI.ORG/84-329-1062-7](https://doi.org/84-329-1062-7)