



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

Facultade de Economía e Empresa

Trabajo de
Fin de Máster

**Análisis de la viabilidad
económico financiera y de la
capacidad de creación de
valor de un proyecto de
energía eólica en Uruguay**

María Laura Salevsky Pan

Tutor/a: Calvo Silvosa, Anxo

Máster Universitario en Banca y Finanzas

Curso 2018/2019

Resumen

El presente trabajo se plantea como objetivo general el estudio de la viabilidad económico-financiera y la capacidad de generación de valor para sus accionistas de un proyecto de inversión en un Parque Eólico desarrollado por una empresa europea en Uruguay. El contexto en que se enmarca este Trabajo de Fin de Master es el de un país estable desde el punto de vista político, social e institucional; con una política energética que fomenta las energías renovables y que posee una Ley de Promoción de Inversiones. Para poder cumplir con el objetivo general, primeramente, se formulan estrategias de producto-servicio, de capital, financieras y de corto plazo. A partir de estas se elabora un plan financiero con un horizonte temporal de 27 años que integra el cuadro previsional de recursos generados, presupuesto de capital, presupuesto de tesorería, balances previsionales. Este plan financiero será la base para la estimación de los principales flujos de caja a lo largo de la vida útil del parque. Por tratarse de un proyecto que genera flujos futuros de caja en dólares, pero debe ser evaluado en euros, requiere emplear los mecanismos apropiados de conversión (tipos de cambio forward y tipos de descuento en euros). La discusión de viabilidad se realiza en un entorno de certeza y la de capacidad de generación de valor se realiza tanto en términos de certeza como de riesgo. Para esto, además de un análisis de sensibilidad del VAN a diferentes valores de las variables precio de venta de la energía, factor de capacidad y OPEX, se realiza una simulación de Montecarlo, a partir de considerar que estas tres variables se comportan como variables aleatorias. Finalmente, se obtiene el VAN en términos de probabilidad, lo que permite enriquecer el estudio de manera importante. El trabajo finaliza formulando un apartado con las conclusiones más relevantes.

Palabras clave: Uruguay, Energía, Valoración de proyectos, Finanzas internacionales, Riesgo

Resumo

O presente traballo formula como obxectivo xeral o estudo da viabilidade económico-financiera e a capacidade de xeración de valor para os seus accionistas dun proxecto de investimento nun parque eólico desenvolvido por unha empresa europea en Uruguai. O contexto en que se enmarca este traballo de fin de mestrado é o dun país estable dos puntos de vista político, social e institucional, cunha política enerxética que fomenta as fontes renovables e que posúe unha Lei de Promoción de Investimentos. Para dar cumprimento ao obxectivo xeral, primeiramente defínense as estratexias de produto-servizo, de capital, financeira e de curto prazo. A partir delas, confecciónase un plan financeiro cun horizonte temporal de 27 anos que integra o cadro previsional de recursos xerados, orzamento de capital, orzamento de tesouraría e balances previsionais. Este plan financeiro será a base para a estimación dos principais fluxos de caixa ao longo da vida útil do parque. Dado que se trata dun proxecto que xera fluxos futuros de caixa en dólares, pero debe ser avaliado en euros, cómpre empregar os mecanismos apropiados de conversión (tipos de cambio forward e tipos de desconto en euros). A discusión da viabilidade

realízase nun contorno de certeza e a da capacidade de xeración de valor faise tanto en termos de certeza como de risco. Para isto, alén dunha análise de sensibilidade do VAN a diferentes valores das variables prezo de venda da enerxía, factor de capacidade e OPEX, realízase unha simulación de Montecarlo, a partir de considerar que estas tres variables se comportan como variables aleatorias. Finalmente, obtense o VAN en termos de probabilidade o que permite enriquecer o estudo de maneira importante. O traballo remata formulando un apartado coas conclusión máis relevantes.

Palabras clave: Uruguai, Enerxía, Valoración de proxectos, Finanzas internacionais, risco.

Abstract

The present work considers as a general objective the study of the economic-financial viability and the ability to generate value for its shareholders of an investment project in a wind farm developed by a European company in Uruguay. The context in which this End of Master Project is framed is that of a stable country from the political, social and institutional point of view; with an energy policy that promotes renewable energies and that has an Investment Promotion Law. First, product-service, capital, financial and short-term strategies are formulated to meet the general objective. From these a financial plan is drawn up with a time horizon of 27 years that integrates the forecasting plan of generated resources, capital budget, treasury budget, forecasting balances. This financial plan will be the basis for estimating the main cash flows throughout the useful life of the park. Because it is a project that generates future cash flows in dollars, but must be evaluated in euros, it requires the use of appropriate conversion mechanisms (forward exchange rates and discount rates in euros). The viability discussion takes place in an environment of certainty and that of value generation capacity is carried out both in terms of certainty and risk. For this, in addition to a sensitivity analysis of the NPV to different values of the variables of energy sales price, capacity factor and OPEX, a Monte Carlo simulation is carried out, considering that these three variables behave as random variables. Finally, the NPV is obtained in terms of probability, which allows enriching the study in an important way. The work ends by formulating a section with the most relevant conclusions.

Keywords: Uruguay, Energy, Project valuation, International finance, Risk

Índice

| | |
|---|-----------|
| 1 - Introducción | 9 |
| 2 - Panorama energético en Uruguay | 12 |
| 2.1 - Introducción: Indicadores económicos y sociales de la República Oriental del Uruguay | 12 |
| 2.2 - Entorno fiscal | 16 |
| 2.2.1 - Impuesto de sociedades..... | 16 |
| 2.2.2 - Impuesto al Valor Agregado..... | 16 |
| 2.3 - La demanda: el consumo de energía en Uruguay..... | 16 |
| 2.4 - La oferta: fuentes energéticas en Uruguay..... | 21 |
| 2.4.1 - Energía eléctrica..... | 22 |
| 2.4.2 - La energía eólica en Uruguay | 23 |
| 2.5 - Marco normativo | 25 |
| 2.5.1 - Política energética..... | 25 |
| 2.5.2 - Regulación de la generación de electricidad | 27 |
| 2.5.3 - Autorizaciones necesarias para la instalación del parque eólico..... | 29 |
| 3 - Análisis del proyecto..... | 31 |
| 3.1 - Introducción | 31 |
| 3.2 - Metodología..... | 31 |
| 3.3 - Formulación de Estrategias..... | 32 |
| 3.3.1 - Breve contextualización en el entorno | 32 |
| 3.3.2 - Estrategia de producto-servicio. Descripción de la instalación | 34 |
| 3.3.3 - Estrategia de Capital | 38 |
| 3.3.4 - Estrategia Financiera..... | 42 |
| 3.3.5 - Estrategia de corto plazo | 43 |
| 3.4 - Elaboración de las proyecciones financieras, estados financieros previsionales y principales flujos de caja. | 43 |
| 3.5 - Determinación de las tasas de descuento | 43 |
| 3.5.1 - Coste de los fondos propios..... | 43 |

| | |
|--|-----------|
| 3.5.2 - Coste de la deuda..... | 45 |
| 3.5.3 - Coste de capital medio ponderado..... | 45 |
| 3.5.4 - Tratamiento de los flujos en distintas divisas | 45 |
| 3.6 - Discusión de la viabilidad y capacidad de generación de valor para los accionistas | 46 |
| 3.7 - Introducción formal del riesgo a través de la Simulación de Montecarlo | 48 |
| 4 - Conclusiones..... | 51 |
| 5 - Bibliografía | 55 |
| 6 - Anexos | 60 |

Índice de gráficos

| | |
|---|----|
| Gráfico 1 - Calificación crediticia y Riesgo País - Uruguay..... | 15 |
| Gráfico 2 - Consumo final energético por sector (acumulado)..... | 17 |
| Gráfico 3 - Consumo final energético por sector en 2017 | 17 |
| Gráfico 4 - Evolución del consumo final energético - sector residencial (en kilotoneladas equivalentes de petróleo) | 18 |
| Gráfico 5 - Consumo de energía total país 2012-2024..... | 19 |
| Gráfico 6 – Demanda de energía por fuente – Escenarios tendencial sin ingreso y con ingreso de la planta de celulosa (ktep) | 20 |
| Gráfico 7 - Abastecimiento de energía por fuente..... | 21 |
| Gráfico 8 - Generación de electricidad por fuente..... | 22 |
| Gráfico 9 - Generación de electricidad a partir de recurso eólico | 22 |
| Gráfico 10 - Energía Eólica: potencia instalada y participación en el mix energético..... | 23 |
| Gráfico 11 - Energía Eólica: Abastecimiento de energía (matriz primaria) y participación en el total | 24 |
| Gráfico 12 - Mapa eólico de Uruguay 2009 – altura de 90 m. | 25 |
| Gráfico 13: Costos totales globales promedio ponderado de instalación 2010-2018 | 36 |
| Gráfico 14 - Costos totales de instalación de proyectos eólicos onshore y promedio ponderado global 1983-2017..... | 36 |
| Gráfico 15 – Costos instalados totales: rango y promedio ponderado para parques eólicos por país/región, 2010-2016 | 37 |
| Gráfico 16 - VAN del accionista en euros – probabilidad de generación de valor..... | 49 |
| Gráfico 17 - VAN del accionista en euros – probabilidad de que el VAN tome valores mayores o menores al del escenario de certeza..... | 49 |
| Gráfico 18 – Efecto de las variables sobre la salida media del VAN del accionista en euros..... | 50 |

Índice de tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 1 - Uruguay: Situación e indicadores | 12 |
| Tabla 2 – DAFO | 34 |
| Tabla 3 - Tasas de interés y cargos financieros vigentes para financiamiento de capital ordinario -primer semestre 2019..... | 40 |
| Tabla 4 - Cargos de los Préstamos del Capital Ordinario primer semestre 2019..... | 40 |
| Tabla 5 – Prima de Riesgo de Mercado para España (%) | 44 |
| Tabla 6 - Cálculo de la beta cuantitativa | 45 |
| Tabla 7 - Análisis de sensibilidad de Factor de capacidad – Precio de venta sobre el VAN del accionista..... | 47 |
| Tabla 8 - Análisis de sensibilidad de Factor de capacidad – OPEX sobre el VAN del accionista . | 48 |

Índice de Anexos

| | |
|---|----|
| Anexo 1 – Supuestos del modelo | 60 |
| Anexo 2 – Supuestos y determinación de tasas de descuento | 61 |
| Anexo 3 - Recursos Generados | 62 |
| Anexo 4 – Presupuesto de Capital | 63 |
| Anexo 5 – Presupuesto de Tesorería | 64 |
| Anexo 6 – Balance | 65 |
| Anexo 7 – Flujos de Fondos en U\$S y EUR | 66 |
| Anexo 8 – Tabla de Amortización del préstamo | 67 |

1 - Introducción

Uruguay es un pequeño país Latinoamericano en vías de desarrollo, pero con una sólida institucionalidad, creciente economía y arraigada política energética. Su singularidad en esta materia reside en su interés en un cambio de matriz energética hacia fuentes de energía renovables, su política de promoción de inversiones y sus condiciones geográficas extraordinariamente favorables para la generación de energía a partir del viento.

El **problema** que pretende abordar el presente trabajo es el estudio de la viabilidad económico-financiera y de la capacidad de creación de valor de un proyecto de energía eólica en Uruguay para un inversor español. Este surge de la observación de la situación económica de Uruguay y de la relevancia que toma el asunto energético en el crecimiento económico de un país. En particular, en el contexto actual de predominio de la Economía Circular y de preocupación por un desarrollo productivo sostenible es que se sitúan las energías renovables, presente y futuro en materia de energía. El Estado uruguayo ha tomado conciencia de estas problemáticas hace ya un buen tiempo, tanto es así que la política energética es desde 2005 una política de Estado en la que se plantea como objetivos principales el cambio de matriz energética, y la eficiencia energética. Al mismo tiempo, Uruguay creó en el año 2009 el Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático y Variabilidad (SNRCC), con el que procura prevenir el riesgo, la mitigación y la adaptación al cambio climático. Es en este marco en que los proyectos de energías renovables han nacido y crecido en este país, llegando al año 2017 con un 98% de la generación de electricidad proveniente de energías renovables.

Como **objetivo general** del Trabajo de Fin de Master me planteo discutir la viabilidad y capacidad de generación de valor para los accionistas; mientras que como **objetivos específicos**: contextualizar a la inversión en el país y en marco de las energías renovables, estimar los ingresos y costes del proyecto, definir las estrategias de capital, financiera, y de corto plazo, determinar los tipos de descuento y los tipos de cambio.

La **justificación** del tema del presente TFM radica primeramente en la importancia que tiene para un proyecto de estas características el análisis de su viabilidad económico-financiera y de su capacidad para generar valor para el accionista. Además, procede subrayar la conveniencia de una inversión empresarial que tiene ciertas características específicas derivadas de su ubicación en Uruguay: una economía que pretende seguir creciendo, que aumentará su demanda energética y que necesitará seguir incorporando fuentes de energía renovables a su matriz de producción de electricidad. Finalmente, dado que el proyecto va a ser desarrollado por una empresa española que pretende la repatriación de los diferentes componentes del flujo de caja para el accionista, se introduce la necesidad de incorporar al análisis una serie de aspectos técnicos que proceden de operar con dos divisas diferentes (dólares y euros) y que se manifiestan en el tratamiento del tipo de cambio y las tasas de descuento en las dos mencionadas monedas. En definitiva, este TFM va a tratar con un número de cuestiones de índole financiero vinculadas a la valoración de proyectos energéticos en un contexto

internacional que han supuesto un reto personal y que han contribuido a ampliar mis conocimientos en estas áreas de trabajo.

Ya en lo personal, la idea del trabajo surge a partir de mi interés por los temas de energía, -con los que ya había tenido un acercamiento en mis estudios cursados en Uruguay-, pero abordados desde el punto de vista económico financiero. Asimismo, me pareció relevante y al mismo tiempo desafiante realizar un tipo de trabajo que tuviera un componente práctico en temas específicos como ser la elaboración de un plan financiero que incluye la proyección de un conjunto de estados financieros como paso previo al análisis de la viabilidad y de la capacidad del proyecto para crear valor para los accionistas.

Como **Metodología** a aplicar, para el marco teórico me basaré en estudios del sector energía y en particular de energía eólica, los cuales para el caso de Uruguay fueron publicados básicamente por organismos estatales. En concreto, por el Ministerio de Industria, Energía y Minería a través de su Dirección Nacional de Energía (MIEM-DNE), y por la agencia paraestatal Uruguay XXI, que tiene como cometido la promoción de inversiones, promoción de exportaciones e imagen país. Para la parte análisis del proyecto utilizaré bases de datos de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) para estimar los ingresos, además de plantillas de Excel elaboradas por mí en base a las utilizadas en las asignaturas del Máster Universitario en Banca y Finanzas impartido en la Universidad de Coruña. Para la parte de análisis del riesgo mediante simulación de Montecarlo recurrí al programa @Risk.

En lo referente a la conexión de este trabajo con las **competencias adquiridas en el Máster**, el presente TFM parte de la estructura básica de un modelo de análisis y selección de inversiones en un contexto de certeza, el cual fue trabajado en la asignatura “Valoración Financiera”. Adicionalmente, incorporará un tema tratado en varias asignaturas, pero en particular en la de “Valoración de Activos Financieros” como lo es la Teoría del *Capital Asset Pricing Model*. Además, será necesario incorporar tipos de interés Forward estudiados en la asignatura “Análisis y Gestión de Riesgos” y también métodos de cobertura del riesgo de tipos de interés analizados en esta misma asignatura, pero más intensivamente en la de “Instrumentos Financieros Derivados”. Otra de las variables que complejizan el estudio es la cuestión de los tipos de cambio: si bien el proyecto se desarrolla en Uruguay, se suponen todos los ingresos y gastos en dólares debido a la dolarización imperante en el país para este tipo de inversiones de gran porte. Pero, la valoración final corresponde realizarla en euros, dado que el inversor es de origen español y pretende obtener sus rentas en euros. Es por esta causa que se deben tener en cuenta los tipos de cambio Spot y Forward entre estas dos divisas para hacer la transformación de dólares a euros. Este tema fue abordado por las asignaturas “Sistema Financiero” y “Macroeconomía en Economías Abiertas”.

En cuanto a la **organización del trabajo**, en primer lugar, se definirá el marco teórico. Para ello será necesaria la contextualización del país y sus principales indicadores sociodemográficos, para luego situarme en el marco del plan estratégico nacional de energía; el cual tiene como uno de sus principales cometidos la promoción de fuentes energéticas renovables. Esta parte incluye epígrafes para la demanda y la oferta de energía en el país, así como para su proyección a futuro.

A continuación, se presentarán brevemente las normas legislativas que reglamentan el mercado eléctrico en Uruguay, la Ley de promoción de inversiones que otorga exoneraciones fiscales para este tipo de proyectos, y las autorizaciones necesarias para la instalación del parque eólico.

Seguidamente, pasaré a la parte de análisis del proyecto. Comenzaré con una breve contextualización del proyecto en el entorno a través de diagramas PESTEL y DAFO para luego ya abordar directamente el análisis del parque eólico: su definición, la estimación tanto de ingresos, como OPEX Y CAPEX, estrategias de capital, financiera y de corto plazo. A partir de la definición de las características básicas del entorno y de las decisiones adoptadas en el marco de las estrategias citadas, se procederá a la elaboración del plan financiero del parque y de la proyección de los flujos de caja para un horizonte temporal de 27 años.

Luego, calcularé los tipos de interés de descuento en distintas monedas y tipos de cambio forward para poder valorar los flujos del proyecto en euros y así proceder a la evaluación de la viabilidad y capacidad de generación de valor de este proyecto.

Finalmente, se empleará una simulación de Montecarlo para transformar un modelo expresado en términos de certeza en otro de tipo probabilístico.

Interesa llegar a conclusiones acerca de la viabilidad económico-financiera del proyecto a partir del análisis de los saldos acumulados del presupuesto de capital, para luego analizar la capacidad de creación de valor del proyecto para los accionistas basándome en la observación del Valor Actual Neto de los Flujos de fondos para el accionista y de la TIR de estos flujos.

2 - Panorama energético en Uruguay

2.1 - Introducción: Indicadores económicos y sociales de la República Oriental del Uruguay

Para poder situar el proyecto a estudiar en su contexto, conviene repasar la situación de Uruguay, tanto en lo geográfico, como en lo político, social y económico. En la Tabla 1 se puede apreciar un breve resumen de los indicadores más actualizados disponibles.

Tabla 1 - Uruguay: Situación e indicadores

| URUGUAY: SITUACION E INDICADORES | | | | | |
|--|---|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Nombre oficial del país | República Oriental del Uruguay | | | | |
| Localización | América del Sur, limítrofe con Argentina al Oeste, Brasil al Noroeste y con el Río de la Plata al Sur | | | | |
| Capital | Montevideo | | | | |
| Superficie | 176.215 Km ² | | | | |
| Altitud media | 116,70 m. | | | | |
| Moneda oficial | Peso uruguayo (UYU) | | | | |
| Forma de gobierno | República democrática con sistema presidencial | | | | |
| Division política | 19 departamentos | | | | |
| Idioma oficial | Español | | | | |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Población | 3.408.005 | 3.419.546 | 3.431.552 | 3.444.006 | 3.456.750 |
| Esperanza de vida al nacer (años) | 77,04 | 77,19 | 77,34 | 77,49 | 77,65 |
| Tasa de alfabetización (% de personas de 15 años o más) | 98,36 | 98,43 | 98,52 | 98,56 | 98,61 |
| Crecimiento del PIB (% anual) | 4,6 | 3,2 | 0,4 | 1,7 | 2,6 |
| PIB per capita (U\$S a precios actuales) | 16.881,20 | 16.737,90 | 15.524,84 | 15.298,35 | 16.245,60 |
| Desempleo total (% de la población activa total) (estimación modelado OIT) | 6,44 | 6,55 | 7,48 | 7,84 | 7,89 |
| Tasa de Inflación (como variación porcentual anual del IPC) | 8,52 | 8,26 | 9,44 | 8,1 | 6,55 |
| Déficit fiscal (% del PIB) | 2,3 | 3,3 | 3,8 | 3,7 | 3,7 |
| Inversión Extranjera Directa discrecional (millones de U\$S - Metodología 6to Manual de Balanza de pagos) | 3460 | 2328 | 917 | -1181 | -911 |
| Riesgo país (EMBI+ J.P. Morgan) | 194 | 208 | 280 | 244 | 146 |
| Índice de Gini | 40,5 | 40,1 | 40,2 | 39,7 | 39,5 |
| Tasa de incidencia de la pobreza, sobre la base de la línea de pobreza nacional (% de la población) | 11,5 | 9,7 | 9,7 | 9,4 | 7,9 |
| Fuentes: Banco Mundial, Ministerio de Economía y Finanzas, Instituto Nacional de Estadística, Uruguay XXI y Diario Ámbito Financiero | | | | | |

Comenzaré comentando algunos rasgos concernientes a lo político para luego pasar a lo económico-social.

En lo referente a su **institucionalidad**, Uruguay es una república con un régimen democrático consolidado, semi-directo, en el que, si bien predomina al carácter representativo, también existen mecanismos de democracia directa, como son los plebiscitos y referéndums. El sistema es presidencialista y está dividido en tres poderes independientes: legislativo, ejecutivo y judicial. Además, existe pluralidad de partidos políticos que participan en las elecciones nacionales cada 5 años. En estas se elige al presidente, vicepresidente, y a todos los integrantes

de los poderes ejecutivo y legislativo. En cuanto al sufragio, este es universal, obligatorio y secreto.

De acuerdo con el “Índice de Democracia 2018” publicado anualmente por la revista “The Economist”, Uruguay es el único país de Sudamérica con una democracia plena, estatus que sólo ostentan 20 países de los 167 evaluados a nivel mundial. Cabe resaltar que Uruguay avanzó en 2018 desde la posición 18 a la 15 en este ranking que evalúa el proceso electoral y pluralismo, el funcionamiento del gobierno, la participación política, la cultura política y las libertades civiles. (The Economist Intelligence Unit, 2018).

Además de una institucionalidad que brinda tranquilidad al inversor por su estabilidad social y política, el país ofrece un marco normativo integral para la promoción de inversiones, proporcionando incentivos en zonas francas, parques industriales, admisión temporaria, regímenes de puerto y aeropuerto libre, contratos de participación público privada (PPP), así como la Ley de Inversiones que se desarrollará más adelante en el trabajo.

Al mismo tiempo, la autoridad económica uruguaya no discrimina entre capital nacional y extranjero, contempla la libre repatriación de dividendos y capital, y el país cuenta con un mercado de cambio libre.

En lo referido a los indicadores sociales y económicos, es menester comenzar por el PIB.

Durante los últimos 16 años el **PIB** ha venido creciendo de manera ininterrumpida. Entre 2007 y 2017 el crecimiento anual promedio ha sido de 4,3%, por encima del promedio de América Latina y el Caribe, que se situó en 2,3%. Este crecimiento, que ha sido de un nivel moderado, ha mostrado poder soportar la crisis internacional del 2008-2009 y las recesiones regionales de 2015-2016. La estabilidad macroeconómica, diversificación de las exportaciones y vastas reservas -entre otros factores- facilitaron la preservación de la estabilidad en un contexto regional e internacional de turbulencias.

Este crecimiento se da de forma equilibrada con la inclusión social. El **PIB per cápita** pasa de aproximadamente U\$S 5.000 en 2005 a U\$S 16.250 en 2017; mientras América Latina y el Caribe en conjunto parten de similares cifras en 2005 y solamente alcanzan los U\$S 9.200 en 2017. (Banco Mundial, 2019). La anterior afirmación sobre el modo equilibrado del crecimiento se apoya en dos evidencias: en primer lugar, el país tiene el **Índice de Gini**¹ más bajo de Sudamérica, con valores que han pasado de 45,9 en 2006 a 39,5 en 2017. Por otra parte, la **tasa de pobreza**² en aproximadamente una década experimentó una drástica reducción, pasando del 32,5% en 2006 al 7,9% en 2017; este dato refleja también el mejor valor para la región en el mencionado

¹ Este Índice es una medida de concentración que se utiliza frecuentemente para medir la desigualdad en la distribución del ingreso entre individuos u hogares dentro de una economía. Un índice de Gini de 0 representa una equidad perfecta, mientras que un índice de 100 representa una inequidad perfecta. (Banco Mundial, 2019)

² La tasa de pobreza nacional se define como la proporción de personas que vive por debajo de la línea de pobreza nacional. Los datos se basan en estimaciones de subgrupos ponderados según la población y obtenidas a partir de encuestas de hogares. (Banco Mundial, 2019)

período. Este cuadro es completado por un 98,6% de **alfabetización**, también entre los tres mejores de América Latina y Caribe. **En lo que refiere al desempleo**³, éste también ha reflejado una sensible mejora, pasando del 12% en 2005 a 7,9% en 2017.

La tasa de inflación y el déficit fiscal son las dos variables macro en las que el gobierno está centrando los esfuerzos para reducir sus niveles. **En cuanto a la tasa de Inflación**, ésta se ha mantenido relativamente estable, con un promedio de 7,83% como variación interanual del IPC entre 2006 y 2018. También se ha mantenido estable en los últimos años el **Déficit Fiscal**, pese a su leve incremento en 2015.

El fuerte crecimiento de los últimos años, conjuntamente con un marco favorable para la inversión han consolidado al país como destino confiable para los inversores, materializándose en importantes flujos de Inversión Extranjera Directa (IED). Ésta pasó de un promedio de 2,4% del PBI en 1996-2006 a 4,1% en 2007-2017, siendo el país de América Latina y el Caribe que experimentó el mayor crecimiento de su IED entre el primer y segundo periodo de referencia. En el segundo periodo, Uruguay se ubicó por encima del promedio de la región, siendo superado solamente por Chile, Costa Rica y Perú. (Uruguay XXI, 2019). Para el año 2017, se constata en Tabla 1 que la IED fue de -911 millones de dólares. Cabe aclarar que a partir de 2017 el Banco Central del Uruguay adoptó la nueva metodología de Balanza de Pagos, reforma que se está expandiendo por casi todos los países de la región, y que constituye un cambio en las cifras de IED recibida. Ahora el BCU publicará los valores según el criterio “discrecional” por país de origen y sector de destino. De acuerdo con el informe de Uruguay XXI, con la nueva metodología “*los datos son flujos netos, por lo que pueden tomar valores negativos*” (Uruguay XXI, 2019, p. 14).

En este marco, la cifra de IED se compone de aportes de capital, reinversión de utilidades y préstamos intra-empresas. Estos últimos fueron los que provocaron las cifras negativas para los años 2016 y 2017, lo cual se interpreta como devoluciones de los préstamos que las empresas habían recibido de sus filiales en el exterior. En definitiva, la parte de aportes de capital fue positiva, pero no lo suficiente como para compensar el componente de préstamos, que acabaron generando cifras de IED negativas para los últimos dos años.

En suma, a pesar de las fluctuaciones de la IED de mediano plazo, se espera que Uruguay continúe siendo atractivo para las inversiones extranjeras en la medida que se mantengan los ya mencionados factores base que atrajeron la inversión: estabilidad política, fuerte institucionalidad, marco jurídico atractivo y sólido, estabilidad macroeconómica, apertura financiera, apertura comercial, y su régimen de promoción de inversiones. (Uruguay XXI, 2019)

Una vez considerados los aspectos de la inversión, corresponde abordar el Índice EMBI+⁴; este es calculado por J.P. Morgan y es uno de los indicadores más utilizados para medir el **riesgo país** en los países emergentes. El EMBI+ refleja la cantidad de puntos básicos de diferencia (spread)

³ El desempleo es la proporción de la población activa que no tiene trabajo pero que busca trabajo y está disponible para realizarlo. Se calcula como el total de desempleados sobre la Población Económicamente Activa (PEA).

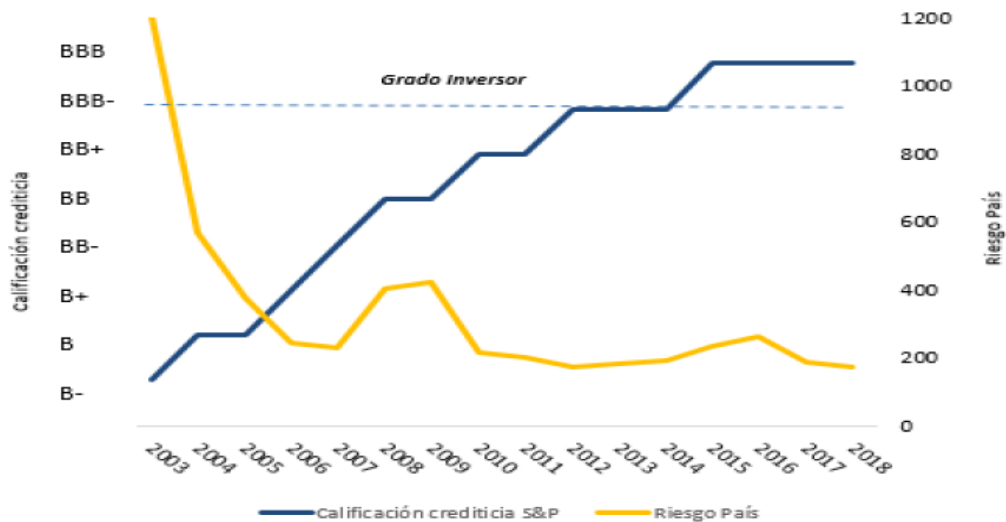
⁴ EMBI+ significa “Emerging Markets Bond Index Plus”.

entre el tipo de interés que pagan los bonos soberanos del país en cuestión, respecto a los bonos del tesoro de Estados Unidos -considerados activos libres de riesgo-.

En base al riesgo país las agencias calificadoras otorgan a los países una clasificación crediticia, teniendo por norma que, a menor spread, mayor será la clasificación crediticia. Actualmente Uruguay es el único país del Mercosur que posee **grado inversor** ratificado por las principales agencias calificadoras: S&P(BBB), Moody's (Baa2), Fitch (BBB-), DBRS (BBB low), y R&I (BBB); y uno de los únicos seis países latinoamericanos que posee este estatus. (Expansión, 2019), (El observador, 2019), (Presidencia, 2019).

Tal como puede verificarse en el Gráfico 1 - Calificación crediticia y Riesgo País - Uruguay, la evolución de la calificación crediticia ha ido en ascenso. Uruguay perdió la categoría de grado inversor en la crisis económico-financiera de 2002, luego de superada la crisis tuvo que pasar una década para que en 2012 S&P le otorgara nuevamente el grado inversor, y posteriormente el resto de las agencias ya citadas. En 2019, S&P ratifica la calificación crediticia un escalón por encima del grado inversor con perspectiva estable, señalando que el país continuará en la senda de crecimiento en los próximos años a pesar del contexto internacional adverso. Esta agencia también resalta las políticas económicas prudentes y predecibles, así como la solidez institucional del país. (Uruguay XXI, 2019).

Gráfico 1 - Calificación crediticia y Riesgo País - Uruguay



Fuente: Uruguay XXI en base a MEF

Cabe señalar también que en 2018 el gobierno realizó emisión de deuda en dólares colocando un bono por U\$S 1.750 millones a 2055 con un tipo de interés de aproximadamente el 5% anual, logrando el gobierno financiarse a tipos bajos a largo plazo, puesto que se ubicó 200 puntos básicos por encima del bono del Tesoro de Estados Unidos. En enero de 2019 se vuelve a hacer una colocación con bajo costo, ésta es un bono global de U\$S 1.250 millones a 2031, cuyo rendimiento es del 4,47% anual. (MEF-Noticias, 2019).

2.2 - Entorno fiscal

2.2.1 - Impuesto de sociedades

Teniendo en cuenta el monto de la inversión a realizarse, el hecho de ser una empresa nueva (sin facturación en los tres ejercicios anteriores a la presentación del proyecto de inversión en COMAP) y los indicadores que el proyecto generaría; la Ley de Inversiones N.º 16.906 prevé una exoneración del 80% del Impuesto de sociedades (IRAE) durante 13 años desde el primer periodo en que obtenga renta fiscal. Al ser la tasa del impuesto del 25%, esta se reduciría a 5% durante los 13 años que dura el beneficio fiscal.

2.2.2 - Impuesto al Valor Agregado

En lo que refiere al IVA compras o soportado, este también está amparado por la Ley de Inversiones N.º 16.906. En su artículo 8ª, literal B se prevé “Exoneración de los Impuestos al Valor Agregado y Específico Interno, correspondientes a la importación de los bienes a que refiere el literal anterior, y devolución del Impuesto al Valor Agregado incluido en las adquisiciones en plaza de los mismos.” (Ley N.º 16.906, 1998), refiriéndose a la adquisición de bienes destinados a integrar el activo fijo o el activo intangible. Esta exoneración está reglamentada en el Decreto N.º 220/998, en cuyo Artículo 46 se pauta que la exoneración del IVA a la importación de los antedichos bienes se hará efectiva mediante un certificado de exoneración que expedirá la Dirección General Impositiva. Por su parte, en el Artículo 47 del mismo decreto se especifica que la devolución del IVA correspondiente a la adquisición en plaza de los mencionados bienes se hará efectiva mediante el mismo sistema que rige para los exportadores, (que consiste en certificados de crédito otorgados por la Dirección General Impositiva).

En base a lo anterior, se considera que ya sea que los bienes de activo fijo necesarios para la inversión hayan sido importados o comprados en plaza, el IVA compras no se tiene en cuenta en el modelo puesto que será exonerado o devuelto por la Dirección General Impositiva.

En lo referente al IVA ventas o repercutido, -como ya se ha adelantado-, planteo como supuesto que éste se recauda y se paga a la Dirección General Impositiva en el mismo año, por lo cual no tiene impacto sobre las Cuentas de Resultado, de Balance o Tesorería del proyecto.

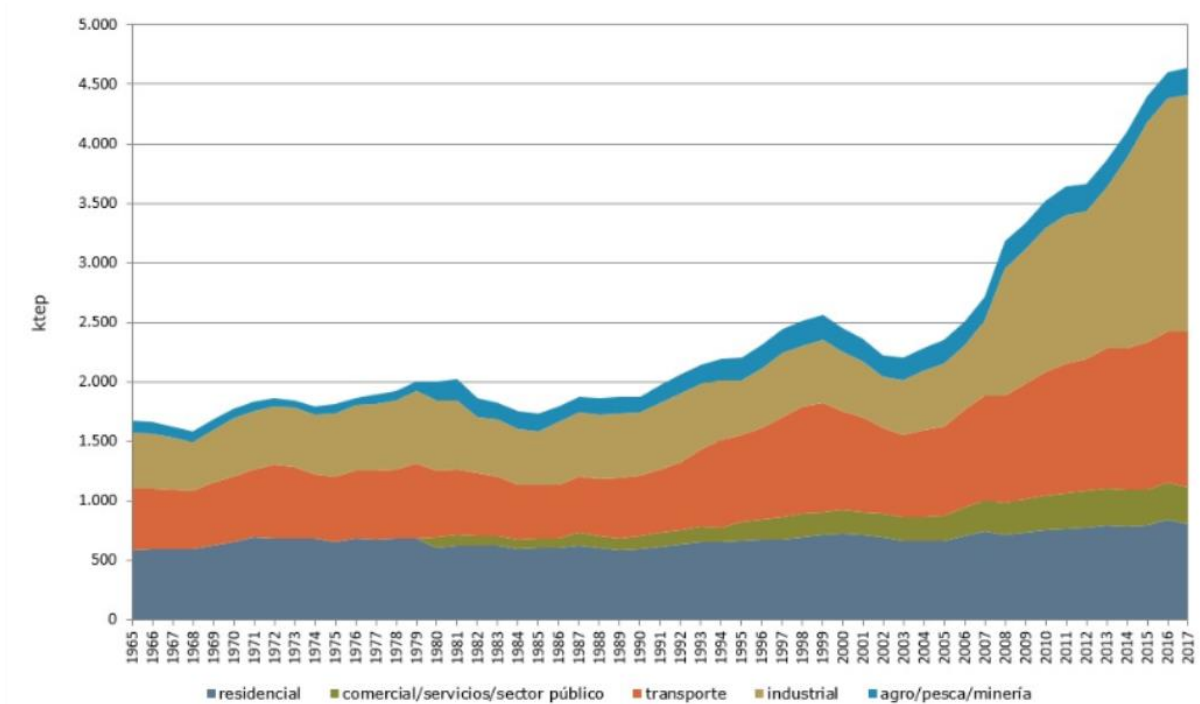
2.3 - La demanda: el consumo de energía en Uruguay

Llegado este punto, es preciso explicar cómo se ha comportado históricamente la demanda de energía y cuáles son sus previsiones a futuro para comprender la pertinencia del desarrollo de nuevas energías renovables y de la instalación de un nuevo parque eólico el país.

De acuerdo con el Informe de Uruguay XXI de 2017 “Oportunidades de inversión: Energías Renovables”, el consumo energético permaneció relativamente estable en las décadas de los setenta y ochenta, luego siguió una trayectoria creciente a partir de 1990 y hasta la crisis de 2002-2003. Finalmente, se ha verificado un notable aumento en el consumo de energía en los últimos 15 años -con tasas de crecimiento promedio anual de 6% entre 2005 y 2015-, de la mano

con el crecimiento que ha mostrado el PIB. Particularmente, ha tenido lugar un notable incremento en el consumo energético por parte del sector industrial, con tasas de crecimiento promedio anual de 13% entre 2005 y 2015, tal como se aprecia en el Gráfico 2.

Gráfico 2 - Consumo final energético por sector (acumulado)

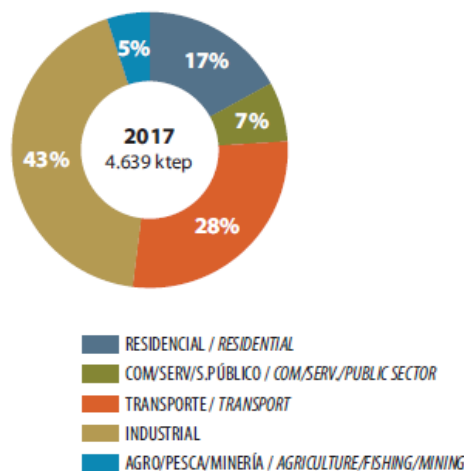


Fuente: MIEM-BEN - Balance Energético Nacional

En cuanto al peso de cada sector en el consumo final energético, la primera posición también es para la industria, seguida del transporte y el consumo residencial (Gráfico 3 - Consumo final energético por sector en 2017

).

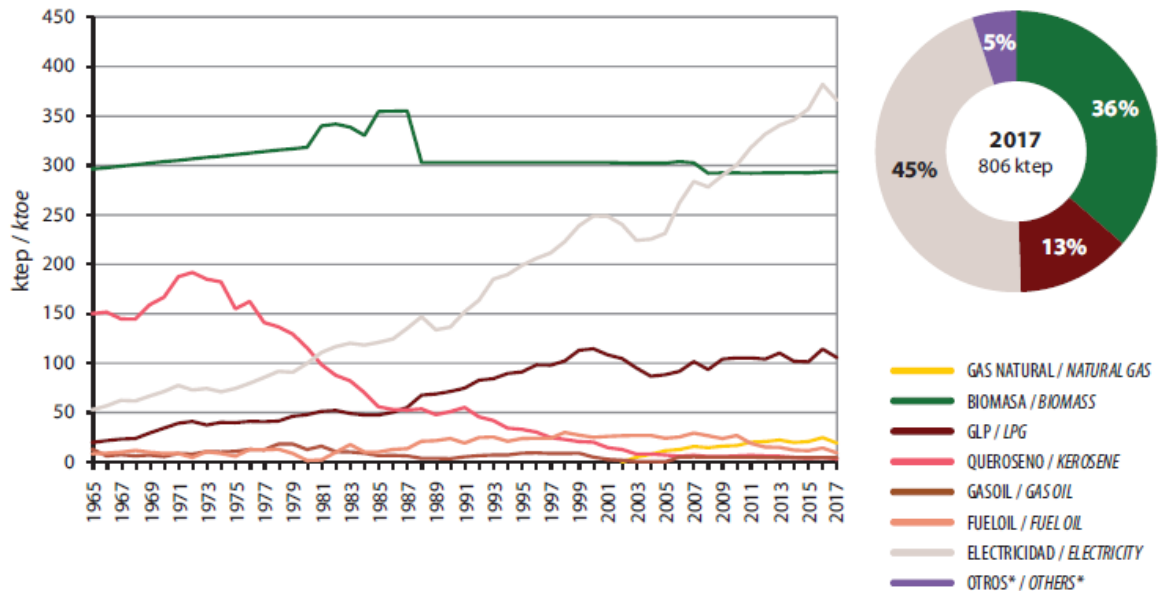
Gráfico 3 - Consumo final energético por sector en 2017



Fuente: MIEM-BEN: Balance Energético 2017

Dentro del consumo final energético del sector residencial, el peso de la energía eléctrica ha tenido una tendencia creciente a lo largo de las últimas décadas, hasta llegar hoy a un nivel de 45%, como observar en el Gráfico 4 - Evolución del consumo final energético - sector residencial (en kilotoneladas equivalentes de petróleo)

Gráfico 4 - Evolución del consumo final energético - sector residencial (en kilotoneladas equivalentes de petróleo)



Fuente: MIEM-BEN: Balance Energético 2017

Esta tendencia podría estar asociada a la utilización de equipos de aire acondicionado eléctricos como medio de climatización del hogar tal como apunta Uruguay XXI cuando afirma que “el aumento de los ingresos de los hogares y la generalización de la utilización de nuevos elementos de confort han producido una expansión de la demanda energética.” (Uruguay XXI, 2017, p. 4). Se podría esperar que este comportamiento siga consolidándose —consecuencia de su costo decreciente—, y que, por ende, en el futuro los hogares sigan prefiriendo la energía eléctrica a otras (por ejemplo: la calefacción doméstica a partir de combustibles derivados del petróleo, gas natural, etc.).

Al mismo tiempo, se constata la incipiente introducción de medios de transporte eléctricos en el intento de sustituir a los combustibles contaminantes por otros de origen renovable. Con este objetivo, el gobierno ha adoptado políticas que incentivarían un uso cada vez mayor de automóviles eléctricos y un potencial aumento de la demanda de energía eléctrica para el transporte, como se explicará más adelante en el trabajo.

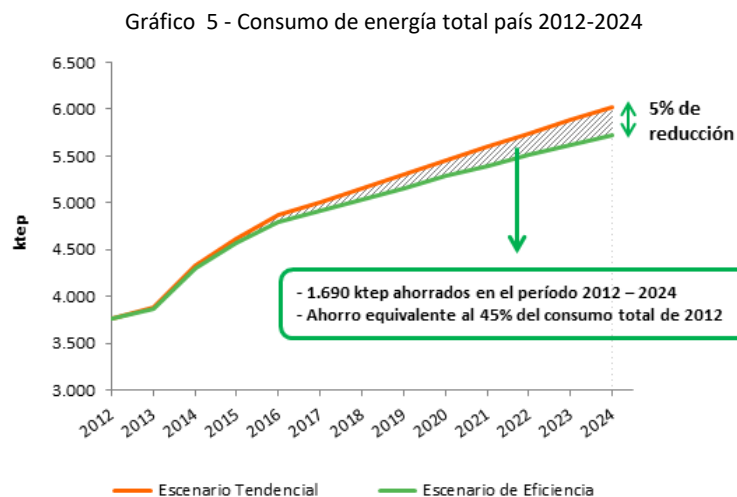
En lo referente a mecanismos de gestión de la demanda, en el año 2015 se aprueba el “Plan Nacional de Eficiencia Energética 2015-2024”. Este documento plantea que en los últimos años ha habido una expansión de la demanda de energía en todos los sectores de consumo, y que el desafío es que dicha expansión se consolide de manera “ambientalmente sostenible” (MIEM, 2015, p.6). Para ello es preciso implantar políticas que aumenten la oferta energética de una manera responsable a la vez que disminuyen eficientemente la demanda: sustituyendo fuentes de energía tradicionales por no convencionales. A nivel país la eficiencia energética implica

poder diferir en el tiempo importantes inversiones en generación de energía, a la vez que reduciría las emisiones de gases contaminantes.

Los instrumentos más importantes a través de los cuales se pretende llevar a cabo este plan son: línea de asistencia para eficiencia energética, fideicomiso de eficiencia energética, certificados de eficiencia energética, beneficios en la cuenta de electricidad para industrias eficientes, Ley N.º 16.906 de promoción de inversiones y Certificación ISO 50.001

Además, se han instrumentado sistemas de gestión, como por ejemplo los llamados “contratos de desempeño”. Estos son un instrumento legal mediante el cual un usuario y la empresa que le provee de energía acuerdan ciertas condiciones técnicas y económicas para la realización de un proyecto de ahorro de energía. Como principal beneficio para el usuario se puede señalar que es el proveedor quien asume el riesgo del proyecto, ofreciendo garantías de ahorro. Durante el primer periodo del funcionamiento los ahorros generados son compartidos por ambos actores para la recuperación de la inversión, pero, luego de finalizado el periodo de contrato es el usuario quien se beneficia de los ahorros y se hace cargo del proyecto implantado.

A través de los antedichos instrumentos se propone alcanzar una meta de energía evitada que se estima sea de casi 1700 ktep en el periodo 2012-2014. Este objetivo se establece a partir de la comparación de dos escenarios de consumo: el tendencial y el de eficiencia energética. En el primero se proyecta la demanda de energía de 2012 a 2035 sin plantear cambios significativos en la estructura de consumo y teniendo en cuenta las mejoras de eficiencia derivadas del avance tecnológico. El segundo escenario toma el escenario tendencial e incluye el efecto que se espera genere la aplicación de los instrumentos de política de eficiencia energética ya mencionados. Como se puede observar en el Gráfico 5, se espera reducir el consumo energético en un 5% comparado con el escenario tendencial.



Fuente: MIEM (2015) - Plan Nacional de Eficiencia energética

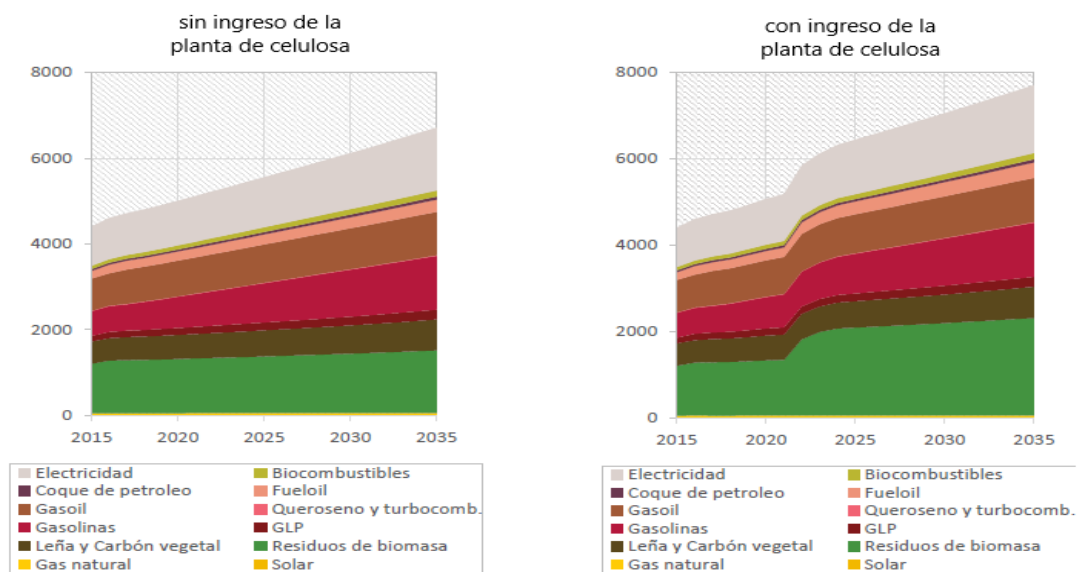
Si bien se espera una disminución en todos los sectores, los sectores residencial y transporte explicarían el 75% de la disminución total acumulada hasta 2014, siendo en ambos casos explicada por la sustitución de fuentes tradicionales por fuentes no convencionales. (MIEM, 2015).

En el sector transporte se ha previsto una sensible sustitución de fuentes, con la electricidad sustituyendo a la gasolina y el gasoil. Esto se explica gracias a las políticas de recambio de flotas por vehículos sostenibles. Para fines del periodo en cuestión se espera que el 30% de taxis y remises⁵ sean híbridos, eléctricos o a gas natural; mientras que los vehículos livianos tengan un 16% de representación de las antedichas tecnologías.

Justamente en el sector vehicular el gobierno ha venido promoviendo la movilidad eléctrica a través de diversos instrumentos. Entre ellos podemos citar: reducción del Impuesto Específico Interno (IMESI), Ley N.º 19.906 de Promoción de Inversiones, Certificados de eficiencia energética (que prevén beneficios económicos de entre el 3% y el 30% de la inversión), exoneración de la tasa global arancelaria (TGA), descuento comercial en la tarifa de UTE y prueba gratuita de vehículos utilitarios eléctricos (MIEM, 2019).

Respecto al panorama para la demanda de energía a futuro, el estudio de prospectiva de la demanda energética para el periodo 2015-2035 realizado por MIEM en 2018 elabora proyecciones más actualizadas, también sobre la base de escenarios. En el estudio queda demostrado que el escenario tendencial es de un franco aumento de la demanda energética para el referido periodo. En el Gráfico 6 se puede observar este crecimiento para el caso en que ingrese una nueva planta de celulosa⁶ y en el caso que no ingrese.

Gráfico 6 – Demanda de energía por fuente – Escenarios tendencial sin ingreso y con ingreso de la planta de celulosa (ktep)



Fuente: MIEM - DNE - Prospectiva de la demanda energética (2018)

⁵ Remis es un automóvil con conductor que brinda un servicio muy similar al del taxi, pero no tiene taxímetro, no puede detenerse en la calle a recoger pasajeros y no sufre la misma regulación que el taxi por parte del gobierno o la municipalidad.

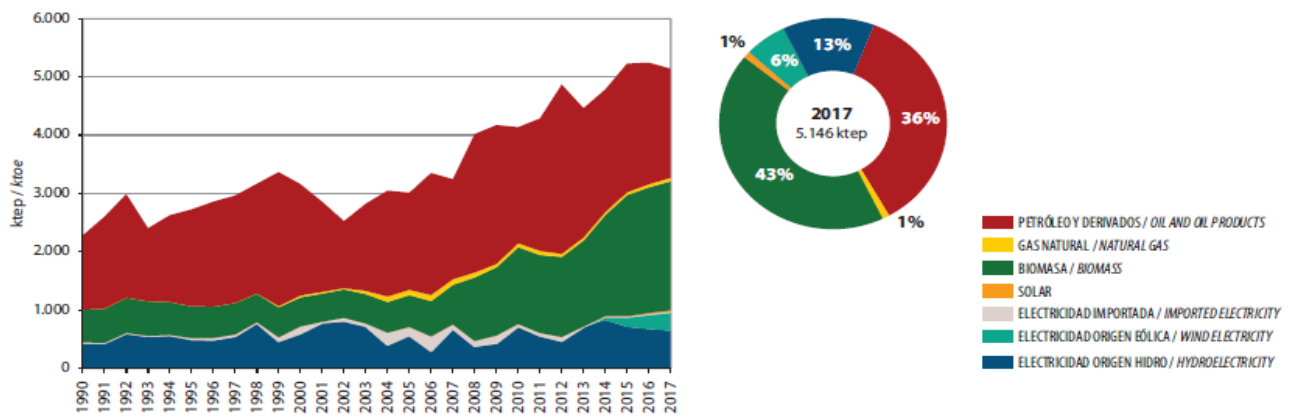
⁶ La construcción de una tercera planta de procesamiento de pulpa de celulosa de gran porte se encuentra en tratativas entre la empresa UPM y el gobierno uruguayo. Esta inversión se estima en 5.000 millones de dólares y tendría importantes efectos positivos para la economía del país.

En base a los datos publicados por el informe, para el escenario sin la planta de celulosa la demanda total de energía pasaría de 4403 ktep en 2015 a 6712 ktep en 2035, reflejando un aumento de 52%. Por su parte, en el escenario con incorporación de la planta de celulosa, el consumo pasaría de 4403 ktep a 7704 ktep en el referido periodo, evidenciando un aumento del 75%. (MIEM-DNE, 2018).

2.4 - La oferta: fuentes energéticas en Uruguay

La matriz de abastecimiento energético de Uruguay ha tenido un gran crecimiento desde 2003, alcanzando en 2017 los 5146 ktep. En cuanto a la proporción que representan cada una de las fuentes en la matriz primaria, se destacan: biomasa (43%), petróleo y derivados (36%), electricidad de origen hidráulico (13%) y electricidad de origen eólica (6%). La composición completa se puede apreciar en el Gráfico 7.

Gráfico 7 - Abastecimiento de energía por fuente



Nota / Note:
El abastecimiento de carbón y coque no se representa ya que resulta en valores pequeños respecto al resto de las fuentes.
The supply of coal and coke is not represented as it is a small value compared to the rest of the sources.

Fuente: MIEM-BEN: Balance Energético 2017

En el mismo gráfico se observa también la diversificación y aumento de la participación de las energías renovables, en particular biomasa y eólica.

La participación de petróleo y derivados ha sido variable en función de la necesidad de estos insumos para la generación de energía eléctrica. Históricamente las fuentes de energía eléctrica han sido la hidroeléctrica y nuclear, y ante situaciones de escasez de precipitaciones se recurría al petróleo o gas. Así lo explica el informe del Balance Energético Nacional (BEN) cuando afirma que “existe una complementariedad/trade off entre la disponibilidad de energía hidráulica y el consumo de combustibles fósiles para generación eléctrica” (BEN, 2017, p.23).

Es llamativa la ausencia en el gráfico del carbón mineral, fuente que ha ido en franco retroceso, llegando a 2013 con una participación menor al 0,04% de la matriz energética nacional. (Bertoni, R. & Román, C., 2013).

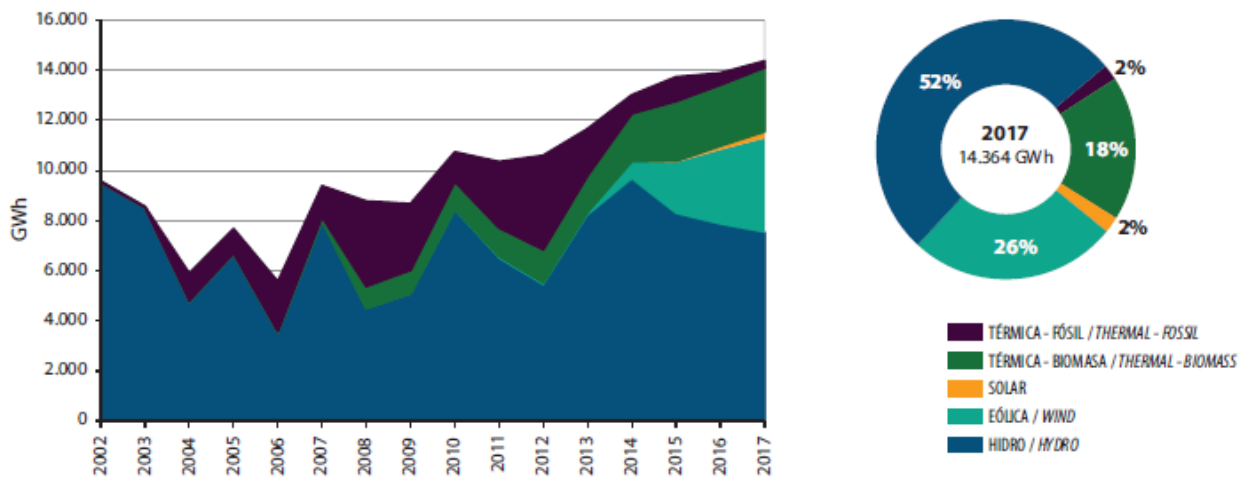
Dado que Uruguay no cuenta con reservas de petróleo o gas, y ante la incapacidad de ampliar la red hidroeléctrica y la prohibición de utilización de energía nuclear (regulado por el Art. 27 de

la Ley N.º 16.832 de 1997) es que surge la oportunidad y/o necesidad de recurrir a las energías renovables no tradicionales. (Uruguay XXI, 2017).

2.4.1 - Energía eléctrica

Es justamente en la generación eléctrica donde se observa el mayor crecimiento de las renovables en detrimento de los derivados de petróleo, llegando al año 2017 con un 98% de la generación de electricidad proveniente de energías renovables (Gráfico 8)

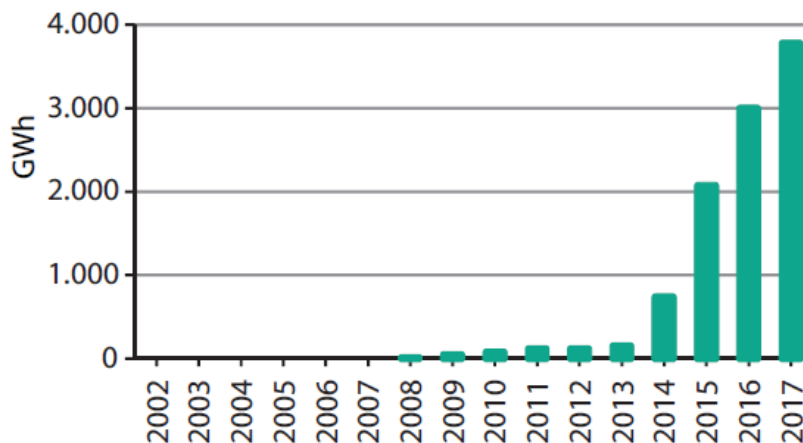
Gráfico 8 - Generación de electricidad por fuente



Fuente: MIEM-BEN: Balance Energético 2017

Dentro de las renovables, la fuente de energía que ha tenido un mayor crecimiento en los últimos años ha sido la eólica, especialmente en los últimos 3 años con tasas de crecimiento anual de 182% en 2015, 45% en 2016 y 26% en 2017. (Gráfico 9)

Gráfico 9 - Generación de electricidad a partir de recurso eólico



Fuente: MIEM-BEN: Balance Energético 2017

En lo que respecta a aspectos ambientales y lucha contra el cambio climático, Uruguay creó en el año 2009 el Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático y Variabilidad (SNRCC). Este sistema busca la coordinación de acciones públicas y también privadas que contribuyan a luchar contra este fenómeno, en particular, para la prevención de riesgo, la mitigación y la adaptación al cambio climático.

En esta línea, en 2017 se firma un documento de Política Nacional de Cambio Climático (PNCC) que guía las reformas que el país debería implantar para enfrentar los desafíos de estos fenómenos. Este documento plantea como principal objetivo específico de PNCC la promoción de economías con bajas emisiones de carbono a partir de procesos y servicios que sean sostenibles, que incorporen conocimiento e innovación. (Uruguay-SNA, 2017). En lo referente al alcance del PNCC se plantean diversas dimensiones: de gobernanza, del conocimiento, social, ambiental y productiva. En particular, en materia productiva el documento establece como objetivo la profundización de la diversificación de la matriz energética en fuentes de menor intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero, la promoción de la eficiencia energética, y el uso responsable de la energía. Como línea de acción establece la promoción de estrategias que permitan mantener y profundizar la participación de las energías renovables y otras fuentes limpias en la matriz energética.

Este documento también proyecta promover el efectivo cumplimiento de las obligaciones asumidas por el país respecto de sus acuerdos internacionales en esta materia, como ser: la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático, el Acuerdo de París y la enmienda del Protocolo de Montreal sobre la reducción de emisiones de hidro fluoro carbonos.

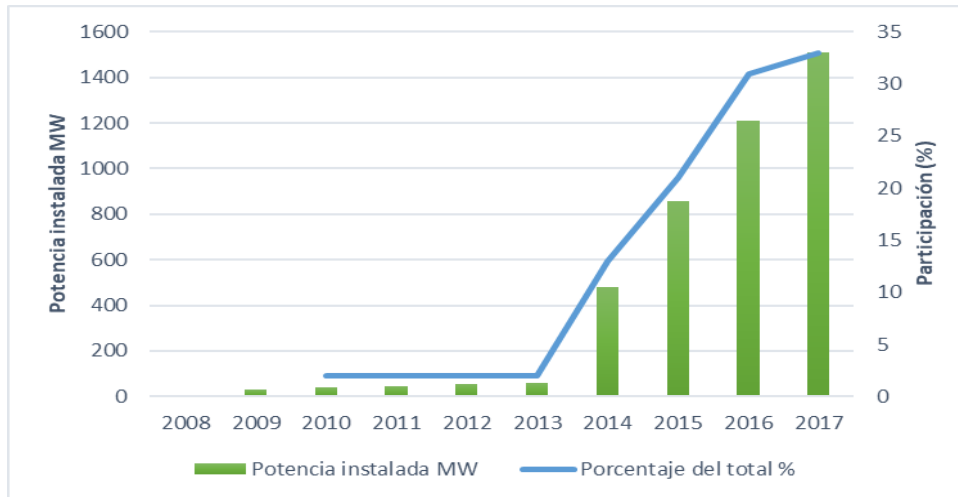
2.4.2 - La energía eólica en Uruguay

La energía de fuente eólica es relativamente nueva para el país, puesto que hasta el año 2006 no se contaba con ella en Uruguay. Fue justamente a partir de la necesidad de recurrir a fuentes de energía renovables, que esta comienza a despertar el interés de los inversores, y los molinos de viento comienzan a aparecer en el paisaje del país.

Para poder valorar la evolución de la energía eólica en la matriz energética uruguaya podemos apreciar el

Gráfico 10, en el que se observan los MW de potencia instalada en parques eólicos, así como su participación en el total del mix energético desde su origen en 2008 hasta 2017 (último dato disponible).

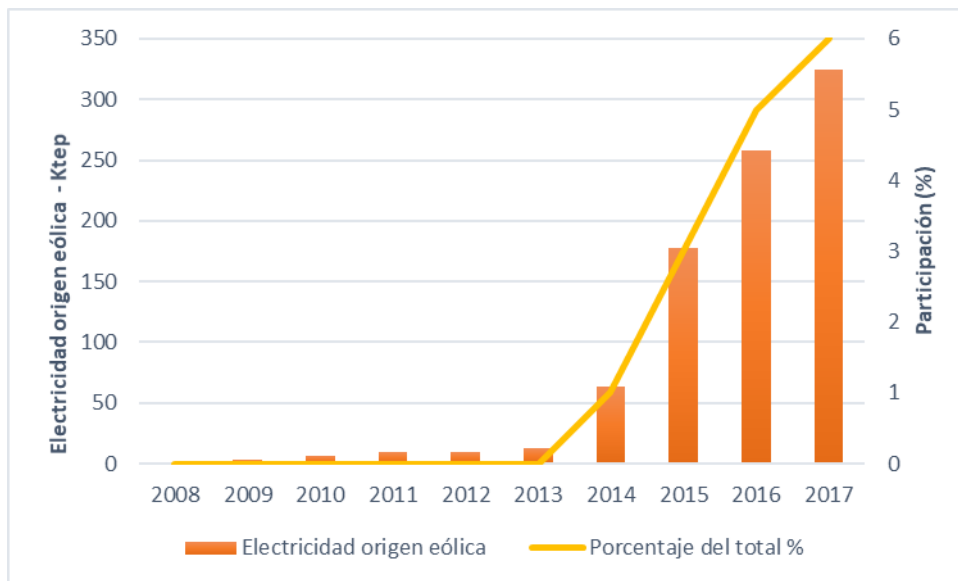
Gráfico 10 - Energía Eólica: potencia instalada y participación en el mix energético



Fuente: Elaboración propia en base a Balance Energético 2017 y Uruguay XXI

Vale la pena también apreciar como la energía eólica ha ido ganando protagonismo dentro del abastecimiento de energía (matriz primaria) desde su surgimiento, hecho que puede apreciarse en el Gráfico 11.

Gráfico 11 - Energía Eólica: Abastecimiento de energía (matriz primaria) y participación en el total



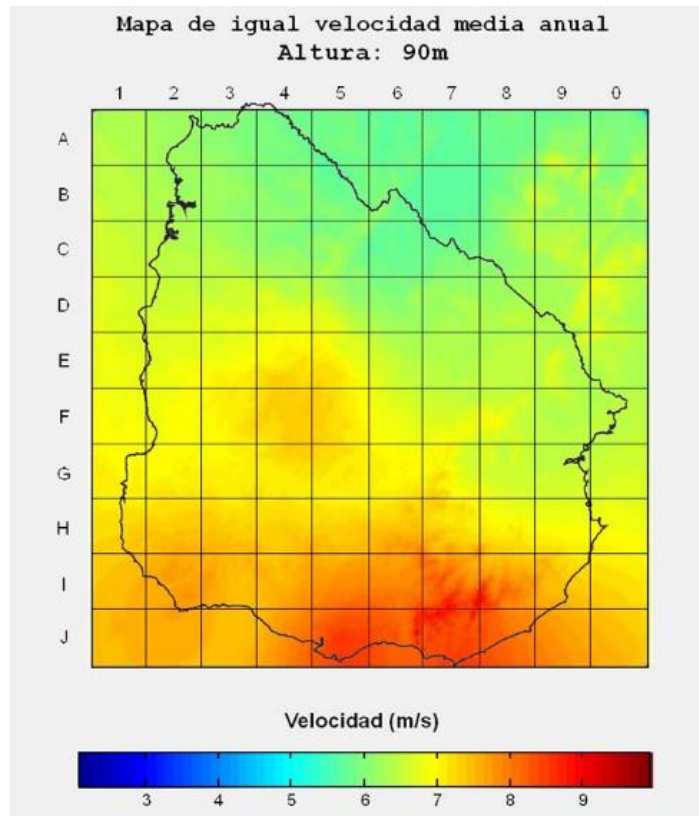
Fuente: Elaboración propia en base a Balance Energético 2017

Cuando se habla de un “parque eólico” se está hablando de generación de energía eólica a gran escala, con un número importante de autogeneradores de potencia significativa conectados a la red de transporte de energía eléctrica, es decir, a líneas de alta tensión.

Uruguay posee ciertas características topográficas que lo hacen propicio para la generación eólica, ya que cuenta con grandes llanuras que aseguran la disponibilidad del viento en forma

constante y que lo vuelven fácilmente predecible. En este sentido, se ha construido un “Mapa eólico de Uruguay”, realizado gracias a relevamientos del MIEM y de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República en 2009 (MIEM-DNETN, 2009). En este mapa se muestra la velocidad promedio anual de las zonas del país para distintas alturas, siendo disponible la consulta para 15, 30, 50 y 90 metros de altura. Tal como se puede apreciar en el Gráfico 12, las zonas anaranjadas y rojas son las de mejor aprovechamiento del viento, con velocidades que van de 7 a 9 metros por segundo.

Gráfico 12 - Mapa eólico de Uruguay 2009 – altura de 90 m.



Fuente: MIEM- DNETN - “Mapa Eólico de Uruguay, 2009”

De estos estudios también surge que los valores del **factor de capacidad** en general superan el 35%, siendo esta cifra superior a los que a nivel internacional se consideran aprovechables.

2.5 - Marco normativo

2.5.1 - Política energética

La política energética es una política de Estado en Uruguay desde hace más de una década. Nace a partir de discusiones surgidas en 2005 por parte de todos los actores políticos implicados en temas energéticos, presentada por la Dirección Nacional de Energía (DNE), y aprobada por el Poder Ejecutivo en el año 2008. Luego fue ratificada por la Comisión de Energía del Parlamento en 2010.

Este consenso posibilita la planificación a corto (5 años), mediano (de 10 a 15 años) y largo plazo (20 años).

El objetivo central de la política energética es:

La satisfacción de todas las necesidades energéticas nacionales, a costos que resulten adecuados para todos los sectores sociales y que aporten competitividad al país, promoviendo hábitos saludables de consumo energético, procurando la independencia energética del país en un marco de integración regional, mediante políticas sustentables tanto desde el punto de vista económico como medioambiental, utilizando la política energética como un instrumento para desarrollar capacidades productivas y promover la integración social. (MIEM, s/d)

Este objetivo general se desagrega en cuatro ejes estratégicos: el institucional, el de la oferta, el de la demanda y el social.

Respecto al eje institucional, el Poder Ejecutivo el que diseña y conduce la política energética y vincula a los distintos actores, a saber: MIEM a través de su Dirección de Energía, empresas públicas energéticas, actores privados participantes del sector energético y la Unidad Reguladora de Servicios de Agua y Energía (URSEA). También es necesario contar con marcos normativos integrales, transparentes, estables y que estén adaptados a la política energética. Al mismo tiempo, se pretende que las tarifas del sector estén claramente definidas por el Poder Ejecutivo y que refleje los costos energéticos reales. (MIEM-s/d)

En lo que tiene que ver con el eje de la oferta, se propone la diversificación de la matriz energética en cuanto a fuentes y proveedores, procurar reducir costos, disminuir la dependencia del petróleo, buscar fomentar la mayor participación de fuentes de energía nacionales, especialmente renovables. Se pretende el desarrollo de las capacidades nacionales y minimizar el impacto medioambiental. En vista de la existencia de abundantes fuentes de energía renovables que permiten generar energía a costos de mercado, se impulsará la introducción y desarrollo de aquellas que no necesiten subsidios, como la eólica de medio y gran porte, biomasa, solar fotovoltaica, el uso de ciertos residuos en biomasa, entre otras. Dentro del *subsector eléctrico*, se plantea la necesidad de contar con un cronograma de **incorporación** de generación eléctrica, así como un cronograma de **ampliación de redes de transmisión y distribución eléctrica** para poder hacer frente al crecimiento de la demanda, acordando también las fuentes y modalidades de financiación de las inversiones.

Al mismo tiempo, se plantea como objetivo la búsqueda en el territorio nacional de energéticos no renovables, tales como carbón, gas de lutitas, uranio, esquistos y hacer pruebas pilotos sobre la utilización de estos.

También se quiere fomentar la generación energética de los hogares mediante el calentamiento de agua por energía solar fotovoltaica, micro-eólica, el uso de biomasa y leña, etc.

En lo referente al eje de la demanda, se busca promover la **eficiencia energética** en todos los sectores de actividad (industria, construcción, transporte, agropecuario, y hogares) apuntando a un mejor uso de los recursos y sin tener que disminuir la producción, el confort de los habitantes y la satisfacción de sus necesidades cotidianas; pero impulsando un cambio en sus hábitos de consumo a través del sistema educativo. Tomando en cuenta que el sector transporte

ha sido el principal consumidor de energía en el país, es necesario introducir la eficiencia energética en las políticas de transporte. Esto se podría realizar a través de la promoción del ferrocarril, transporte fluvial y de un sistema de autobuses y taxis más eficiente a través del impulso de los biocombustibles y de vehículos de eléctricos e híbridos, entre otras.

En cuanto al eje social, este documento de Política Energética plantea la necesidad de asegurar el acceso a la energía a todos los habitantes del país, con opciones que se ajusten a sus necesidades particulares. Asimismo, se propone garantizar el acceso a la información que sea necesaria para que cada ciudadano pueda tomar sus decisiones de carácter energético de la forma más conveniente.

En cuanto a los **resultados** de esta política energética, a 2017 Uruguay había superado ya su histórica dependencia de las condiciones climáticas y de la importación de combustibles fósiles para convertirse en un exportador de electricidad. Esto se dio gracias al incremento de las fuentes renovables en la matriz primaria, que hacen posicionar al país a la vanguardia mundial. Las exportaciones de energía a Argentina y Brasil en 2017 y 2018 alcanzaron el 12% y 10% de la producción energética respectivamente. (UTE prevé exportar más energía a vecinos en 2019, 2019, 7 de febrero). De hecho, a fines de 2017 comenzaron las exportaciones de electricidad de origen eólico por parte de privados sin que intermedie UTE, las cuales continuaron en 2018 y lo que va de 2019.

De acuerdo con el informe de Uruguay XXI (2017), las inversiones -tanto públicas como privadas- realizadas en el sector energético entre 2010 y 2017 totalizaron más de 7.000 millones de dólares. Además, allí se plantea que “El informe 2016 de la REN 21 ubica a Uruguay en el 3er puesto mundial en relación al nivel de inversiones en energías renovables como porcentaje del PIB”. (Uruguay XXI, 2017, p. 2).

2.5.2 - Regulación de la generación de electricidad

2.5.2.1 - Reglamentación del mercado SPOT

La Ley N.º 16.832 de 1997 establece en su art. 1º la libertad de generación de energía eléctrica por parte de cualquier agente, “inclusive para su comercialización total o parcial a terceros en forma regular y permanente, siempre que en este último caso lo realice a través del Despacho Nacional de Cargas y de acuerdo con las normas del mercado mayorista de energía eléctrica” (Ley N.º 16.832, 1997). Sin embargo, en el mismo artículo se establece que las actividades de transmisión, transformación y distribución tendrán el carácter de servicio público -en cuanto se destinen total o parcialmente a terceros en forma regular y permanente-, y quedarán a cargo de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE).

De acuerdo con el Decreto N.º 360/002 del 11 de septiembre, se aprueba proyecto de Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Sus artículos 327 y 328 fueron sustituidos por Art 2 y 3 del Decreto N.º 121/007 del 30 de marzo y en estos se establece que el precio spot de la energía es el costo marginal de abastecer un incremento de la demanda en el nodo de la red de transmisión. Si este costo superara los US\$ 250/MWh, el precio spot quedará establecido en ese importe. Además, en caso de que surja una condición de racionamiento

programado o falta de reserva “el Precio Spot quedará definido por el costo de la primera y menos costosa de las Unidades Falla que resulte requerida por el despacho, a menos que el mismo exceda de 250 US\$ por MWh, en cuyo caso el Precio Spot será igual a 250 US\$ por MWh”. (Decreto N.º 121/007, 2007).

En otras palabras, el valor spot proviene del precio hidráulico o térmico más costoso despachado por UTE. Es el precio marginal horario de generación eléctrica, el cual es calculado por la Administración del Mercado Eléctrico (ADME). A partir de éste, se realiza el cálculo del despacho económico de las centrales de generación de energía eléctrica.

Actualmente, no hay en vigencia Contratos de Compra de Potencia (PPA) con UTE, por lo que la energía generada se remunera a precios SPOT.

2.5.2.2 - Régimen general de promoción de inversiones para nuevas instalaciones de generación

La **Ley de Promoción y Protección de Inversiones N.º 16.906** y sus decretos reglamentarios son el marco legal en el que se encuadra el régimen general de promoción de inversiones. Esta ley declara de interés nacional la promoción y protección de las inversiones realizadas por inversores nacionales y extranjeros en el territorio nacional, siendo el régimen de admisión y tratamiento de las inversiones realizadas por inversores extranjeros el mismo que el que se concede a los inversores nacionales. Además, el Estado garantiza la libre transferencia al exterior de capitales y de utilidades, así como de otras sumas vinculadas con la inversión, la que se efectuará en moneda de libre convertibilidad.

En el marco de esta ley, el sector energético obtiene importantes exoneraciones tributarias que favorecen su desarrollo, permitiendo que las empresas que invierten en energías renovables financien una porción de su inversión mediante las exoneraciones tributarias.

El reciente **Decreto N.º 143/018** regula la metodología de evaluación de los proyectos de inversión candidatos a recibir beneficios fiscales. Estos beneficios abarcan el Impuesto al Patrimonio (IP) de los bienes muebles del activo fijo y obras civiles, tasas y tributos a la importación de bienes muebles del activo fijo declarados como no competitivos con la industria nacional, Impuesto al Valor Agregado Nacional (IVA) de las compras de materiales y servicios para las obras civiles; e Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE) (MEF-UNASEP, 2014, p. 2).

De acuerdo con lo establecido por el mencionado decreto, podrán acceder a los beneficios previstos los proyectos que se presenten ante la Comisión de Aplicación de la Ley de Inversiones del Ministerio de Economía y Finanzas (COMAP-MEF), que sean Cooperativas o sujetos pasivos de IRAE, que posean ingresos gravados por dicho impuesto, cuyos proyectos sean promovidos por el Poder Ejecutivo. En el art. 3 se establece que se considerará inversión -a los efectos de lo dispuesto en la reglamentación- a la adquisición de bienes corporales muebles destinados

directamente a la actividad de la empresa, los que deberán tener un valor mínimo individual de UI 500 (quinientas Unidades Indexadas⁷).

La exoneración de IRAE se establecerá en función del cumplimiento de una serie de requerimientos, los cuales son puntuados a través de una “Matriz de indicadores”. En esta se evalúan externalidades positivas: Generación de empleo, Descentralización, Incremento de Exportaciones, Producción más limpia o Innovación, y varios Indicadores sectoriales.

Dos de estos indicadores están directamente relacionados con el sector energético: “Producción más limpia (P+L)” y “Nivel tecnológico del Producto Elaborado” (indicador sectorial para actividades industriales).

Los molinos eólicos computan como inversión en P+L. Tal como expone el documento de UNASEP en lo referente al indicador “Nivel Tecnológico del Producto Elaborado”, “este puede ser considerado específicamente en inversiones relacionadas con la actividad industrial, y el mismo tiene como objetivo promover el desarrollo de procesos productivos con alto valor agregado” (UNASEP, 2014, p. 5). Concretamente, en los documentos de COMAP se establece que los proyectos presentados cuya finalidad sea generar energía eléctrica a partir de fuentes renovables no tradicionales obtendrán el máximo puntaje en este indicador.

El art. 24 del Decreto N.º 143/018 establece que los proyectos que hayan sido promovidos gozaran de exoneración del IRAE por un porcentaje de la inversión, el cual dependerá del puntaje obtenido en la “Matriz de indicadores”. Este porcentaje se aplicará a la inversión efectivamente ejecutada en cada ejercicio durante los periodos que dure la exoneración, el cual no podrá superar en ningún caso el 60% del impuesto a pagar (80% para el caso de empresas nuevas, es decir, aquellas que no hayan tenido facturación en los últimos tres ejercicios).

El periodo de la exoneración también será calculado de acuerdo con fórmulas establecidas en el art. 25.

El **Decreto 354/2009** otorga beneficios fiscales específicos para energías renovables a partir del art. 11 (referente a actividades y empresas promovidas) de la ya mencionada Ley N.º 16.906. En particular, declara promovidas las actividades de generación de energía eléctrica provenientes de fuentes renovables no tradicionales (entre ellas la energía eólica) y establece altos porcentajes de exoneración para la energía eléctrica vendida en el mercado de contratos a término.

2.5.3 - Autorizaciones necesarias para la instalación del parque eólico

Para la instalación de centrales generadoras de energía eléctrica es necesario contar con ciertas autorizaciones, las cuales están detalladas en la página web del MIEM sobre energía eólica (<http://www.energi aeolica.gub.uy>).

⁷ La Unidad Indexada es una es una unidad de valor que se va reajustando de acuerdo a la inflación medida por el Índice de Precios del Consumo (INE - <http://www.ine.gub.uy/ui-unidad-indexada>)

El Decreto N.º 360/002 en sus Artículos N.º 53 y 54 establecen que para el ingreso de nueva generación conectada al Sistema Interconectado Nacional requerirá autorización del Poder Ejecutivo. Además, la solicitud se hará frente al Ministerio de Industria, Energía y Minería incluyendo: identificación del solicitante, memoria descriptiva y planos del proyecto, cronograma de ejecución de las obras, presupuesto, detalle de los terrenos que se utilizarán, detalle de los bienes nacionales de uso público que se utilizarán y autorización ambiental previa.

Luego se aprobó un Decreto modificativo (N.º 72/010 del 22 de febrero) que aclara que las autorizaciones “serán otorgadas previo informe de la Dirección Nacional de Energía sobre la adecuación de los plazos y de las inversiones proyectadas a las características del proyecto.” (CITAR) y en el que además se reglamentan las obligaciones asumidas por los solicitantes, los plazos por los cuales se autoriza y las medidas que corresponde aplicar en caso de incumplir los proyectos aprobados.

Finalmente se aprueba el Decreto N.º 174/013 del 11 de junio en el que se establecen modificaciones en los dos anteriores. En concreto, en cuanto a las autorizaciones fictas y en la participación de URSEA en el otorgamiento de las autorizaciones.

En lo referente a la autorización ambiental, los proyectos de generación de electricidad de más de 10 MW deberán tramitar la “Autorización ambiental previa” (AAP) ante la Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA). Los poseedores de la AAP luego deberán tramitar la “Autorización ambiental de operación”, que se renovará cada tres años salvo que anteriormente se introduzcan ampliaciones de capacidad, reformas o modificaciones significativas.

Además, es necesaria la autorización de “Viabilidad Ambiental de Localización” en que se propone la localización del proyecto, descripción del área de ejecución e influencia (tal como lo establece el Decreto N.º 394/005 de “Reglamento de evaluación de impacto ambiental y autorizaciones ambientales”).

Finalmente, serán requisitos para la autorización del proyecto la obtención de la “Autorización para participar del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica” presentada ante ADME, y de la “Autorización de construcción”. Esta última será otorgada por la Dirección Nacional de Aviación Civil e Infraestructura Aeronáutica (DINACIA), y regula criterios de altura permitida en el terreno y de balizaje necesario.

3 - Análisis del proyecto

3.1 - Introducción

3.2 - Metodología

Para proceder a la valoración de la viabilidad económico financiero de un parque eólico desarrollado en Uruguay se estructuró el trabajo en las siguientes etapas:

Formulación de estrategias:

- Diseño del parque eólico tipo o teórico que va a ser sometido a análisis. En esta fase, se adoptarán decisiones que definirán el parque desde el punto de vista técnico: localización, potencia instalada, factor de capacidad, volumen de inversiones (CAPEX), costes de operación estimados, etc. En esencia, la definición del parque coincide con la definición de lo que en la literatura de Planificación Financiera es la estrategia de producto o servicio.
- Formulación de la estrategia de capital: concreción de las políticas de inversión y financiación en el contexto de un Project Finance.
- Formulación de la estrategia financiera: determinación de las políticas de amortizaciones técnicas y de dividendos.
- Formulación de las políticas de corto plazo: esencialmente de las derivadas del entorno fiscal.

Elaboración de las proyecciones financieras y de los estados financieros

- Estado de Recursos Generados
- Presupuesto de Capital
- Presupuesto de Tesorería
- Balances previsionales
- Cálculo de los flujos futuros de caja principales
 - Flujos previsionales (Durbán *et al.*, 2009): de caja libres
 - Flujos de Caja para la deuda
 - Flujos de caja para los accionistas.

Determinación de los tipos de descuento

- Coste de los fondos propios
- Coste de la deuda
- Coste de capital medio ponderado

Discusión de la viabilidad y de la capacidad del proyecto para generar valor para el accionista en un entorno de certeza.

Introducción formal del riesgo a través de la simulación de Monte Carlo.

- Identificación de las variables sujetas a riesgo

- Asignación de función de probabilidad a tales variables (tipos y parámetros).
- Análisis de los resultados.

3.3 - Formulación de Estrategias

3.3.1 - Breve contextualización en el entorno

Previo al abordaje de las estrategias del proyecto conviene hacer una breve contextualización del proyecto en su entorno y de las variables que pueden influir al desarrollo de este. Para ello me serviré del tipo de análisis de diagramas PESTEL y DAFO (El análisis DAFO es una herramienta de análisis estratégico muy útil para la toma de decisiones puesto que permite sistematizar la situación interna del negocio y las posibles incidencias de factores externos. En la Tabla 2 se pretende sistematizar debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades para el proyecto de inversión que se está analizando.

Tabla 2).

3.3.1.1. - PESTEL

Políticos:

- Estabilidad política -en el marco de un régimen democrático-, con un marco jurídico que favorece el clima de negocios y las garantías necesarias para el inversor
- Política energética como política de Estado suscrita por todos los partidos políticos en 2010, con fuerte apuesta a las energías renovables. La inversión en infraestructura energética fue y sigue siendo una de las prioridades del gobierno.
- Ley N.º 16.906 de Interés nacional, promoción y protección, que otorga importantes exoneraciones fiscales al sector energético
- Políticas de ahorro y eficiencia energética
- Nuevos compromisos internacionales en materia de lucha contra el cambio climático

Económicos:

- Crecimiento económico sostenido por más de una década, con altos niveles de ingreso per cápita y de desarrollo en el contexto latinoamericano.
- Niveles de renta.
- Primero en Latinoamérica en calidad del suministro eléctrico.
- Exoneración de impuesto de sociedades, IVA e Impuesto al Patrimonio
- Evolución de la demanda energética.
- Cambios importantes en los tipos de cambio.

Sociales:

- Cambios en el ingreso o en las preferencias de los consumidores que repercutan sobre sus pautas de consumo energético.
- Sensibilidad ambiental e involucración en la lucha contra el cambio climático

Tecnológicos:

- Condiciones naturales favorables para la generación de energía eólica en Uruguay debido a su posición geográfica y al relieve de su territorio.
- Mejoras en la tecnología eólica que hagan que los autogeneradores sean más eficientes: mayor producción, menores OPEX y CAPEX.
- Avance en medios de almacenamiento de energía como microgrids y baterías.

Ambientales/Ecológicos:

- Mayor toma de conciencia sobre aspectos ambientales y de eficiencia energética.
- Nueva regulación que promueva la reducción de la emisión de carbono y de gases de efecto invernadero.

Legales

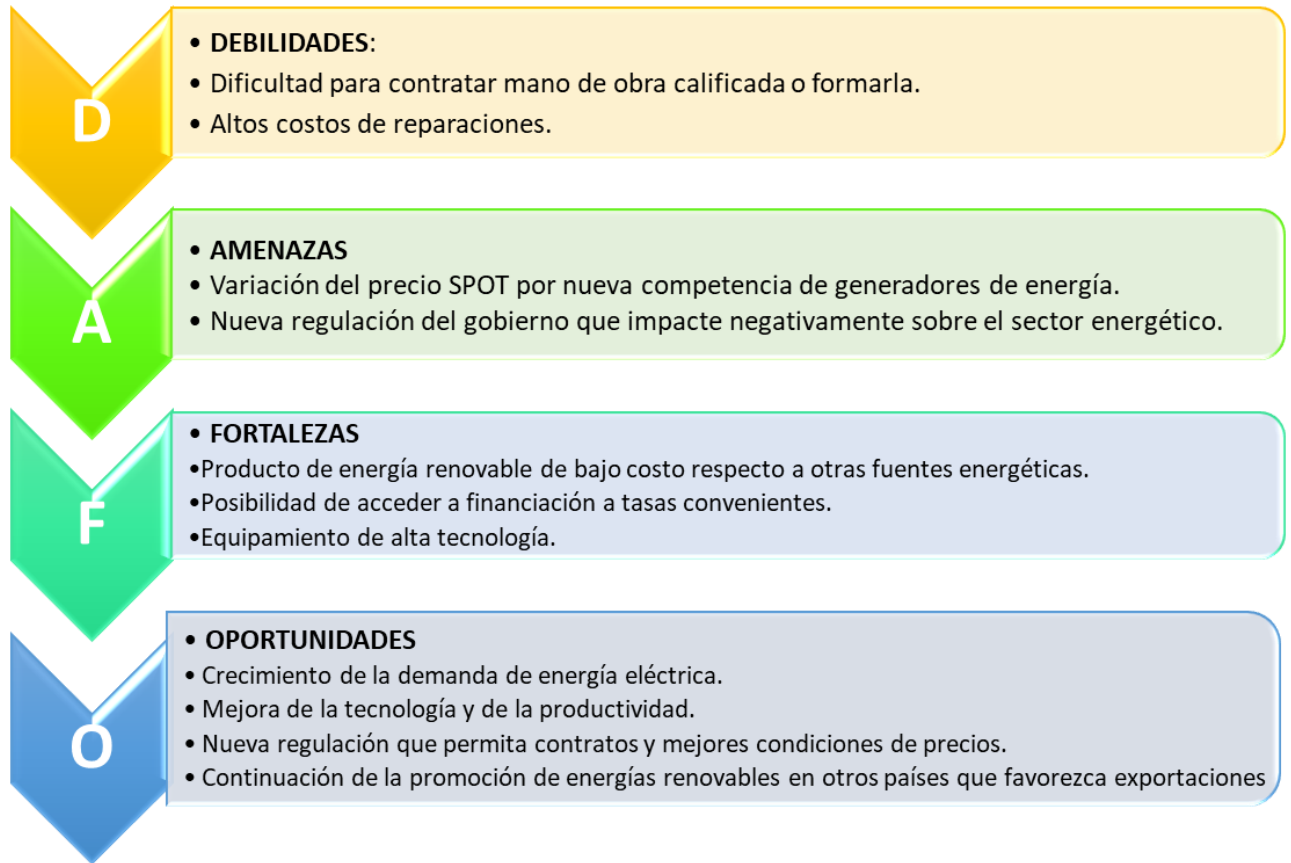
- Nueva regulación del sector energético.
- Firma de convenios de exportación de energía con países vecinos.

3.3.1.2 - DAFO

El análisis DAFO es una herramienta de análisis estratégico muy útil para la toma de decisiones puesto que permite sistematizar la situación interna del negocio y las posibles incidencias de

factores externos. En la Tabla 2 se pretende sistematizar debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades para el proyecto de inversión que se está analizando.

Tabla 2 – DAFO



Fuente: elaboración propia

3.3.2 - Estrategia de producto-servicio. Descripción de la instalación

El parque eólico que constituye el objeto del presente trabajo estará compuesto por 10 aerogeneradores de 4 MW y 4 aerogeneradores de 2,5 MW, lo que totaliza una potencia instalada para el parque de 50 MW. El proyecto se plantea para un horizonte temporal de 27 años: los dos primeros años del proyecto son para el montaje del parque, y los restantes 25 constituyen la vida útil de los autogeneradores, los cuales al final de este periodo quedarían totalmente amortizados. Se supone que no habrá continuidad del proyecto al final de la vida útil, por lo que se hace necesario el desmantelamiento de los autogeneradores por agotamiento de su capacidad generadora. Este desmantelamiento repercutirá en los flujos del proyecto con un coste del orden del 5% sobre la inversión inicial de los autogeneradores.

En lo referente al factor de planta o de capacidad, corresponde primeramente realizar una breve definición de este concepto. El factor de capacidad se define como el cociente entre la energía producida por el generador durante un periodo de tiempo (típicamente un año) y la energía generada si se hubiera trabajado a plena carga o potencia nominal durante ese mismo periodo, es decir 8760 horas (24 x 365) en un año. En lo que respecta a parques eólicos, este cociente

dependerá del régimen de viento que exista en el sitio de emplazamiento, así como del tipo de generadores instalados. (MIEM-DNE, 2011).

En cuanto a Uruguay, el país dispone de numerosos sitios de buen emplazamiento en cuanto a su potencial eólico y buen acceso, como ya se ha explicado en el epígrafe 2.4.2. Parques situados en el departamento de Maldonado han mostrado valores de factor de capacidad del 40,7% y 39,5% de acuerdo con lo relevado por el referido estudio de MIEM-DNE. Al mismo tiempo, el estudio realizado por KPMG (2015) trabaja con un factor de capacidad de 40% para energía eólica en Uruguay.

En vista de lo anterior, el proyecto se localizará en el departamento de Maldonado (al sureste del país) y en el modelo trabajará considerando un factor de capacidad de 38%. De todas formas, debido a que este factor probablemente podría ser mayor, y a que los beneficios económicos son muy sensibles a esta variación, en la última parte de este trabajo realizaré un análisis de sensibilidad y simulación Montecarlo para esta variable.

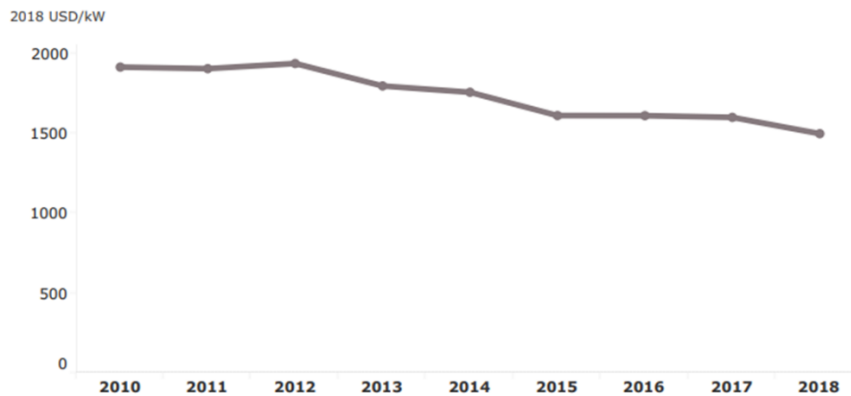
Costo de inversión o CAPEX

Estas inversiones son las realizadas en bienes de capital, o gastos en capital, en particular en este proyecto, compras de activo fijo. La mayor parte de los costos fijos del parque eólico – aproximadamente un 70%- se destinan a la compra de las turbinas de viento. De acuerdo con MIEM-DNE (2011), esto implica la compra de aspas, generador, góndola y torre, así como supervisión y montaje. Otro de los costos significativos está relacionado con la conexión a la red de transmisión y la obra civil. Por tanto, para el cálculo de la inversión inicial no sólo es relevante la opción tecnológica de los autogeneradores, sino también el sitio en que sea instalado el parque en cuanto a su distancia respecto a la red, topografía y tipo de suelo, accesibilidad, disponibilidad y costo de grúas y logística, etc.

Además, se ha de tener en cuenta el costo de la tierra, que representa una pequeña proporción del costo de inversión y suele instrumentarse mediante leasing y algunas veces compra directa. (IRENA, 2018)

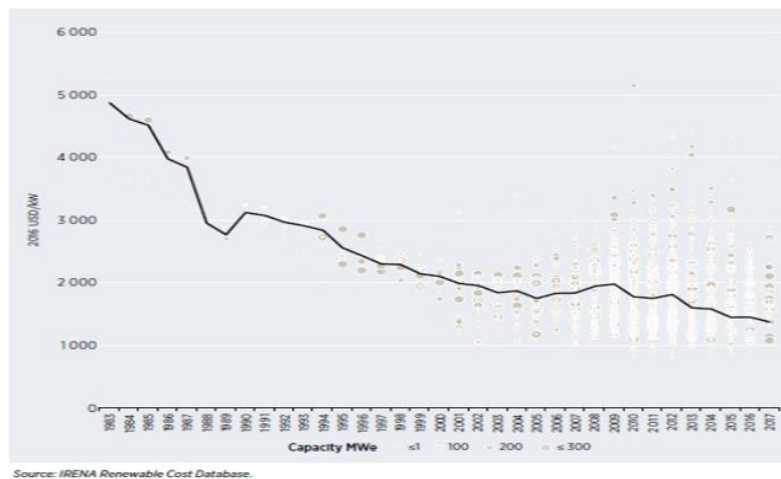
Los costos totales de instalación han tenido una tendencia bajista en los últimos años. (Gráfico 13 y Gráfico 14). Este hecho se explica en parte por el descenso de los precios de las turbinas experimentados desde su pico 2008-2009, el cual ha sido posible gracias a la mejora de la tecnología de las turbinas (como por ejemplo en el diámetro del rotor, alturas del cubo y capacidad de la placa). En particular, los costos totales globales promedio de instalación de un parque eólico onshore han disminuido un 70% entre 1983 y 2017, tal como se puede apreciar en el Gráfico 14.

Gráfico 13: Costos totales globales promedio ponderado de instalación 2010-2018



Fuente: IRENA (2019)

Gráfico 14 - Costos totales de instalación de proyectos eólicos onshore y promedio ponderado global 1983-2017



Fuente: IRENA (2018)

La antedicha disminución ha sido desigual dependiendo del país, ya que -como adelantamos- los costos se ven afectados por factores como: la infraestructura existente en el área, la distancia hasta puertos o centros de fabricación, la distancia a la red de interconexión, y los costos laborales, entre otros.

En cualquier caso, entre 2010 y 2016, todas las regiones estudiadas por IRENA (2018) se vieron beneficiadas por este descenso, tal como se observa en el Gráfico 15. Sudamérica (excluyendo Brasil) reduce su promedio de costos de aproximadamente 2500 U\$S/kW en 2010 a aproximadamente 1.900 U\$S/kW en el año 2016.

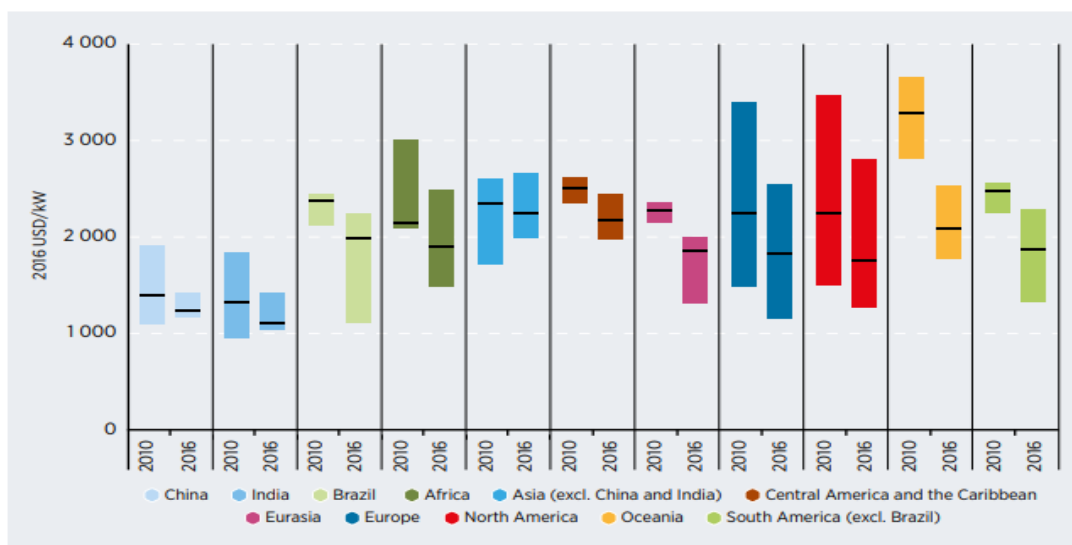
De acuerdo con lo anterior, se podría tomar como costo de instalación para la realización de este trabajo el promedio de 1.900 U\$S por kW instalado.

Al mismo tiempo, esta cifra es coincidente con la estimada en el trabajo “Análisis de rentabilidad para parques eólicos en Uruguay, junio 2011” realizado por la DNE del MIEM. Si bien este estudio

es del año 2011, -y como se ha explicado-, los costos se han reducido en la última década, el hecho de que coincida con el reciente estudio de IRENA para Sudamérica nos hace pensar que es la cifra adecuada para estimar los CAPEX del modelo.

Esta cifra sería la necesaria para establecer un contrato “llave en mano”, es decir, nuestra empresa hace un desembolso inicial para el pago del este contrato y la empresa contratista desarrolla todos los trabajos necesarios para la construcción y puesta en marcha del parque en un tiempo estipulado (18 meses). En este caso, se incluyen como CAPEX, además de la inversión en los aerogeneradores, todo lo relativo a planificación, obra civil, conexiones a la red, etc.

Gráfico 15 – Costos instalados totales: rango y promedio ponderado para parques eólicos por país/región, 2010-2016



Source: IRENA Renewable Cost Database.

Fuente: IRENA (2018)

Ingresos del proyecto

Para poder realizar una estimación de los ingresos del proyecto, se trabajó en base a los precios históricos del mercado SPOT calculados por ADME y publicados en su página web (<https://www.adme.com.uy>).

Los precios se encuentran disponibles para cada hora de cada día, y en archivos de datos mensuales, por lo cual fue necesario exportar los datos a Excel y agregarlos para poder calcular mínimo, máximo y promedio anual para los años desde 2004 hasta 2018.

Realizando un promedio de los precios promedio anuales obtenemos una cifra de 108 U\$S/MWh. En una primera fase se considera este valor en un entorno de certeza, pero posteriormente se convertirá en una variable aleatoria a través de la simulación de Montecarlo.

Los ingresos del proyecto serán el resultado de multiplicar la energía producida por el precio medio anual de venta de electricidad, y la energía producida (MWh) será el producto de las horas equivalentes derivadas del factor de capacidad por la potencia instalada (50 MW).

OPEX

El estudio realizado por IRENA en 2018 establece que los costes operativos o gastos de operación y mantenimiento de un parque eólico, en promedio, la mayor proporción corresponde a mantenimiento (67%), seguida de salarios y cargas sociales (14%), otros gastos (12%) y materiales (7%). Dentro de la categoría de otros gastos podríamos ubicar: gastos de administración, seguros, arrendamiento de la tierra, impuestos, etc. Este mismo estudio plantea que para los OPEX para los que esta organización tiene datos, entre 2008 y 2016 para América Central y Sudamérica, el coste estaría en un promedio de U\$S 0,014/kWh anual.

Por su parte, el estudio “Análisis de rentabilidad para parques eólicos en Uruguay, junio 2011” realizado por la DNE del MIEM expone que un parque eólico tipo en Uruguay mantiene un contrato de OPEX con el fabricante con un costo anual de U\$S 23.000 por MW instalado, lo que para un factor de capacidad del 38% significarían U\$S 6,9/MWh generado (U\$S 0,0069/kWh). Este contrato incluía todo repuesto necesario para el funcionamiento del parque y su vigencia era por los dos primeros años de operación.

Teniendo en cuenta los datos anteriores, y que se estima que luego de los primeros años estos costes suben debido al envejecimiento de los equipos, decidimos tomar una cifra de U\$S 0,01/kWh anual promedio para todos los años de duración del proyecto.

3.3.3 - Estrategia de Capital

Financiación de proyectos o “Project Finance”.

Cuando el proyecto a realizarse es de gran envergadura, implica la participación de varios agentes, -tanto del ámbito público como privado- e implica asumir niveles elevados de riesgo, se plantea la necesidad de adoptar una forma especializada de financiación como lo es la de “Project Finance”.

Siguiendo la publicación de ICO (1995), “Un Project Finance es un sistema de financiación cuya principal característica es que el proyecto debe contar con la garantía de los flujos de caja generados por la venta de un producto o servicio y de los activos del propio proyecto” (ICO, 2005, p. 9). De acuerdo con Pra & de la Fuente (2016), su principal rasgo definitorio es la de ser una financiación sin recurso, o con recurso limitado, puesto que se puede limitar al máximo (e incluso eliminar) el recurso al accionista por parte de los prestamistas. Estos mismos autores señalan además como características definitorias de un Project Finance:

- Proyecto intensivo en capital: Requieren una fuerte inversión inicial y son frecuentemente utilizados para proyectos de transporte, energía, infraestructura, inmobiliarios, medio ambiente, telecomunicaciones, etc.
- Alto grado de apalancamiento financiero: Es habitual que la deuda sea entre 50% y 90% de la financiación y el resto corresponda a recursos propios.
- Largo plazo: El financiamiento puede llegar a alrededor de 20 años.

- Constitución de una “Sociedad Vehículo del Proyecto”: Esta tiene personalidad jurídica propia y es la titular de los activos del proyecto. Además, gestiona todo lo referente el proyecto y coordina las relaciones entre los agentes involucrados en el mismo.
- Implicación de diversos agentes: accionistas, administración pública, instituciones financieras, asesores externos, constructores u operadores, aseguradoras, clientes y proveedores, entre otros.
- Elevado coste: debido no solo a la fuerte inversión inicial, sino también a los altos costes iniciales derivados del análisis del proyecto, del seguimiento del proyecto, de los numerosos contratos necesarios para su ejecución y del elevado riesgo que asumen los prestamistas.
- Flujos de caja estables y predecibles: lo cual hace que sea el tipo de financiación habitual en sectores altamente regulados o con bajo riesgo comercial.
- Riesgos elevados que es necesario gestionar y distribuir
- Permite quitar del balance de los promotores el proyecto: evita incrementar el riesgo operativo del promotor.

Estructura de financiamiento

En lo referente a la estructura de financiamiento, la proporción de deuda sobre el total de la inversión para proyectos de “Project Finance” variará de acuerdo con especificidades del proyecto, disponibilidad de capital o aversión al riesgo de los propietarios del proyecto; pero para energía eólica suele oscilar entre 70% y 80% de deuda y por ende 30% y 20% de capital propio. (Wind Europe, 2019).

En este caso de estudio, la ratio de deuda sobre fondos totales comienza siendo de aproximadamente 82% al momento de creación de la sociedad vehículo del proyecto. Luego esta ratio va reduciéndose hasta quedar ser cero, por lo que se **obtiene** una ratio media durante la vida del proyecto es de 32,88%.

Fondos propios

En cuando a la estrategia para los fondos propios, se creará una sociedad anónima como sociedad vehículo del proyecto. Las contribuciones de los socios serán el capital y una prima de emisión para mitigar posibles pérdidas acumuladas y blindar la cifra de capital social para evitar un ajuste patrimonial.

Los beneficios que no sean distribuidos como dividendos se irán acumulando en un fondo de reservas. En los últimos ejercicios del proyecto, se repartirán dividendos con cargo a reservas como política de ajuste del saldo de tesorería total, tal como está previsto por el Art. 100 sobre Ganancias-distribución anticipada de la Ley N.º 16.060/1989 de Sociedades Comerciales (Uruguay).

Fondos ajenos

Los mercados financieros han apoyado el crecimiento de la energía eólica proveyendo de liquidez tanto para fondos propios como para deuda. Los prestamistas pueden ser instituciones

bancarias y no bancarias, bancos multilaterales de desarrollo -por ejemplo, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID)- e instituciones internacionales de financiación.

En este proyecto se ha optado por un préstamo del BID, que es quien habitualmente financia proyectos eólicos en Latinoamérica. Recientes préstamos aprobados por este organismo en Argentina y Colombia ofrecen financiaciones por 15 años con años de gracia con tasas basadas en Libor.

Para evitar el riesgo de tipo de cambio, es decir, el riesgo de endeudarse en una moneda distinta a la moneda en que se realizará la inversión, se tomará un préstamo en dólares, puesto que tanto la inversión como los ingresos se realizará en esta moneda.

Para el proyecto en estudio he optado por una financiación en dólares durante 15 años, pero con 2 años de carencia total, tiempo que requiere el montaje del parque eólico y durante el cual no se percibirán ingresos. En base a los préstamos otorgados por BID en el segundo trimestre de 2019 para el financiamiento de capital ordinario, se toma como base la tasa Libor a 3 meses vigente en el periodo, la cual es determinada cuatro veces al año: en enero, abril, julio y octubre. A esta se le suma el Margen de Fondeo (Margen de fondeo BID sobre/debajo de la tasa LIBOR), que es de 0,12%, y también se suma el “Margen de préstamos del BID” (margen para préstamos de Capital Ordinario del BID periódicamente determinado por el Banco) que actualmente es del 0,80% tal como se observa en la Tabla 3. La tasa por aplicar en cada periodo anual será la resultante de esta suma, que para el segundo trimestre 2019 resulta ser 3,52%.

Tabla 3 - Tasas de interés y cargos financieros vigentes para financiamiento de capital ordinario -primer semestre 2019

| | Tasas aplicables al segundo trimestre 2019 | | | | Tasas aplicables al primer trimestre 2019 | | | |
|-------------------------------------|--|------------------|-----------------------------|---------------------------------|---|------------------|-----------------------------|---------------------------------|
| | Base Libor | | Margen de préstamos del BID | Tasa de interés total aplicable | Base Libor | | Margen de préstamos del BID | Tasa de interés total aplicable |
| | Libor 3 meses | Margen de fondeo | | | Libor 3 meses | Margen de fondeo | | |
| Financiamiento de capital ordinario | 2,60% | 0,12% | 0,80% | 3,52% | 2,79% | 0,19% | 0,80% | 3,78% |

Fuente: elaboración propia en base en base a BID Finanzas (2019)

Además de la tasa de interés por el préstamo, debemos considerar también los cargos financieros correspondientes a: Margen de préstamos del capital ordinario del BID, Comisión de crédito y Comisión de inspección y vigilancia. Para el primer semestre de 2019 los valores vigentes son 0,8%, 0,5% y 0% respectivamente (ver Tabla 4); los que totalizan un 1,3% sobre el monto del préstamo pagaderos por única vez al momento de efectivizar el mismo.

Tabla 4 - Cargos de los Préstamos del Capital Ordinario primer semestre 2019

| | Margen de prestamos del BID | Comisión de credito | Comision de inspección y vigilancia | Total Cargos Financieros |
|-------------------|-----------------------------|---------------------|-------------------------------------|--------------------------|
| 2019 - Semestre 1 | 0,80% | 0,50% | 0% | 1,30% |

Fuente: elaboración propia en base en base a BID Finanzas (2019)

Asimismo, consideramos honorarios legales de la deuda, -como ser honorarios de notario y costes de timbres, etc.- por un 0,2% del monto del préstamo.

Para poder determinar la variación de la tasa de interés aplicable año a año durante el periodo de préstamo es necesario estimar la trayectoria de la tasa Libor a 3 meses (componente variable de la tasa del préstamo). De acuerdo con la Hipótesis de las expectativas (HE), el tipo Forward es igual a la esperanza condicional de la tasa spot en el futuro, bajo el supuesto de expectativas racionales y de neutralidad ante el riesgo. Si esto se cumple, entonces el tipo Forward tiene capacidad predictiva del tipo spot futuro. Dominguez & Novales (2002) plantean en su trabajo “Can forward rates be used to improve interest rate forecasts?” que: “The Expectations Hypothesis on the formation of the term structure of interest rates leads to regressions that purport to explain future short-term rates as functions of current forward rates” (Dominguez & Novales, 2002, p. 11). En este mismo trabajo los autores realizan un estudio empírico con tipos en distintas divisas para un periodo de 11 años y llegan a la conclusión de que hay evidencia abrumadora a favor de que los tipos Forward tienen poder explicativo de los tipos spot a corto plazo futuro.

En base a lo anterior se toma al tipo Forward Libor en dólares a 3 meses como una aproximación a la evolución de la tasa Libor en dólares a 3 meses (componente variable de la tasa del préstamo).

Se cuenta con datos de la curva forward para Libor en dólares a 3 meses hasta el año 2029, por lo cual, se utiliza la herramienta de Excel “Previsión” para poder predecir la tendencia de los datos hasta 2035 (año de finalización del préstamo). Una vez obtenida la curva Forward desde 2019 hasta 2035, se tomará un dato anual para el cálculo de la tasa aplicada en cada cuota del préstamo.

Dado que el préstamo se cancela mediante el pago de cuotas anuales constantes, realicé el cálculo del importe de la cuota constante a partir de tipos variables. La tabla de amortización del préstamo figura en el Anexo 8.

Intereses intercalarios

En este proyecto son los intereses devengados por el préstamo de financiación del BID correspondientes al periodo de carencia, por coincidir con los dos años en que el proyecto no generaría ingresos.

Esto está reglamentado en la Norma Internacional Contable Nº 23 (NIC 23) de aplicación en Uruguay, en particular, en el Art. 13 sobre los costos por intereses susceptibles de capitalización, en el que se establece que:

Son costos por intereses directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de un activo que cumple las condiciones mencionadas para su calificación, los costos que podrían haberse evitado si no se hubiera efectuado ningún desembolso en el activo correspondiente. Cuando una empresa toma fondos prestados que destina específicamente a la obtención de un activo que cumple las condiciones mencionadas, los costos por intereses relacionados con el activo en cuestión pueden ser fácilmente identificados. (MEF-AIN, s/d)

Por lo cual, estos intereses son un gasto financiero que se incorpora al inmovilizado en combinación con una cuenta de ingresos llamada “trabajos para inmovilizado”. En consecuencia, dado que hay un ingreso y un gasto por el mismo importe, los intereses intercalarios no tienen efecto sobre la cuenta de resultados.

El endeudarse a tipo de interés variable expone al proyecto al riesgo de que este tipo suba en el futuro y le signifique mayores costos financieros por el pago de intereses. Por esta causa es que en el proyecto se plantea la firma de contratos de cobertura para este riesgo con una entidad financiera. Los mismos serían contratados “Over The Counter”, lo cual posibilita amplia flexibilidad puesto que los términos del contrato se negocian directamente entre las partes. Asimismo, se liquidarían por diferencia, de modo que ya sea que al momento de la liquidación haya que pagar o cobrar, siempre el resultado neto sería el que surge del tipo pactado, y que es el previsto en el modelo.

3.3.4 - Estrategia Financiera

Dotaciones a las amortizaciones técnicas del inmovilizado.

Se ha decidido por motivos fiscales que las dotaciones a las amortizaciones técnicas sean crecientes a lo largo de los 25 años de vida útil de las instalaciones., de modo de poder obtener beneficios de explotación que sean decrecientes. La razón radica en que durante los primeros 13 años de beneficios positivos se cuenta con la exoneración de parte del impuesto sociedades (IRAE) y, por ende, es conveniente tener los máximos beneficios en este periodo. Para ello se ha procedido al cálculo de las amortizaciones técnicas por medio del método de los números dígitos crecientes que asegura que las dotaciones crecen durante el período de vida útil del inmovilizado.

Dividendos

Debido a la acumulación de importantes saldos de tesorería total a lo largo de los ejercicios de vigencia del proyecto, se prevé mantener una política de reparto de dividendos con una ratio creciente, pero particularmente basada en el ajuste del antedicho saldo. Se desea que este saldo acumulado sea positivo, pero razonablemente próximo a cero, por lo cual se adoptó como criterio que no supere el 10% de los OPEX del periodo. Como consecuencia de esta estrategia, se comienza con una ratio de reparto de dividendos cercano al 65%, para luego ir incrementándola gradualmente hasta llegar al 95%. Esta proporción es la máxima posible conforme a lo establecido por la Ley N.º 16.060 de Sociedades Comerciales en su Art. 93: “Las sociedades deberán destinar no menos del 5 % (cinco por ciento) de las utilidades netas que arroje el estado de resultados del ejercicio, para la formación de un fondo de reserva hasta alcanzar el 20 % (veinte por ciento) del capital social.” (Ley N.º 16.060,1989).

En los periodos en que la antedicha política de dividendos no sea suficiente para el ajuste al mínimo del saldo de tesorería total, se recurrirá al reparto de dividendos con cargo a reservas, como ya se había adelantado en el epígrafe 3.3.3.

3.3.5 - Estrategia de corto plazo

A modo de simplificación se toma por supuesto que todos los cobros y pagos derivados de los ingresos y gastos operativos del ejercicio tienen lugar dentro del año en que se producen tales ingresos y gastos. Asimismo, todos los movimientos derivados de flujos de financiación básica (ampliación o reducciones de capital, prima de emisión, reservas, etc.) también se cobran o pagan dentro del año. El mismo criterio se toma para la retribución de los capitales empleados (dividendos e intereses), todos los impuestos, -inclusive el impuesto de sociedades-, y las inversiones y otros gastos de relevancia (por ejemplo, el desmantelamiento del parque).

3.4 - Elaboración de las proyecciones financieras, estados financieros previsionales y principales flujos de caja.

A partir de todo lo descrito con anterioridad, se elaboró un plan financiero que integra un estado previsional de recursos generados, un presupuesto de capital, un presupuesto de tesorería y balances previsionales para un horizonte de planificación de 27 años. Los estados financieros previsionales son de elaboración propia a partir de la adaptación del modelo de planificación financiera propuesto por Durbán *et al.* (2009). A continuación, a partir del plan financiero, se calcularon los flujos de caja libres, flujos de caja para la deuda y flujos de caja para el accionista, que fueron la base para el cálculo del valor actual neto y TIR de los accionistas. Todos los citados estados financieros previsionales figuran en: Anexo 3, Anexo 4, Anexo 5, Anexo 6 y Anexo 7.

Finalmente, corresponde señalar que, dado que se está operando con unidades monetarias corrientes, los tipos que se emplearán o calcularán serán tipos nominales.

3.5 - Determinación de las tasas de descuento

3.5.1 - Coste de los fondos propios

El coste de los fondos propios del proyecto será el coste de oportunidad para los accionistas, que se identifica con la rentabilidad mínima exigida por estos. En base a Pablo Fernández (1999), el CAPM puede contribuir al cálculo del citado coste de los fondos propios a través de la siguiente expresión:

$$K_{FP} = r_f + [E(r_M) - r_f] \cdot \beta$$

En que:

- K_{FP} es el coste de los fondos propios o rentabilidad mínima exigida por los accionistas
- r_f es la rentabilidad de un activo libre de riesgo
- $E(r_M)$ es la rentabilidad esperada del mercado

- β es el coeficiente de volatilidad del título que expresa su riesgo sistémico y mide cómo varía la rentabilidad del título ante cambio en la rentabilidad del mercado

y, por ende, la rentabilidad esperada de un activo con riesgo es igual a la rentabilidad de un activo sin riesgo más una prima por riesgo. Esta prima por riesgo será beta multiplicado por la Prima de riesgo de mercado (MRP).

A los efectos de este modelo, por tratarse de inversores españoles, el coste de los fondos propios se calculará con referencia al mercado español y, por tanto, la divisa de referencia será el Euro.

Se tomará como rentabilidad libre de riesgo la de las Obligaciones del Estado español a 10 años, que actualmente es 0,40% (Banco de España, 2019).

Para el cálculo de la prima de riesgo del mercado español se analizaron las estimaciones realizadas por Aswath Damodaran para el año 2019 y por Fernández, Pershin & Acín en 2018 que se observan en la Tabla 5.

Tabla 5 – Prima de Riesgo de Mercado para España (%)

| | Prima de Riesgo de Mercado (%) |
|--------------------------------|---------------------------------------|
| Damodaran (2019) | 8,18 |
| Fernández et al. (2018) | 6,7 |

Nota: por simplificación se mantiene esta prima de riesgo a pesar de las posibles reducciones que pueda experimentar r_f

Fuente: Elaboración propia en base a Damodaran (2019) y Fernández, Pershin & Acín (2018)

A los efectos del cálculo tomaré la cifra de MRP de Damodaran por ser los datos más recientes y por el renombre y reputación que se le reconocen a este autor.

Finalmente, para la estimación de β se tomó utilizó la metodología cualitativa propuesta por Fernández & Bermejo (2009). Estos autores afirman que “la beta calculada con datos históricos no es una buena aproximación a la beta de la empresa, o que la beta de una empresa (un parámetro "común" para todos los inversores) no existe”. (Fernández, P. & Bermejo, V., 2009, p. 5). Estos autores sugieren utilizar una metodología basada en el sentido común, la que implica utilizar una beta que depende del riesgo que el valorador aprecia en los flujos esperados del proyecto. Cada uno de los parámetros que se considera para evaluar el riesgo del proyecto se puntúa de 1 a 5 de acuerdo con su contribución al riesgo, tal como se puede observar en la Tabla 6. Además, cada uno de los parámetros pondera de una manera distinta en el cálculo. Una vez obtenida la suma del riesgo ponderado (en este caso, 2,98) se multiplica por el coeficiente 0,5 para hallar la beta cuantitativa para el proyecto (1,49). Cabe aclarar que el antedicho coeficiente 0,5 hace que la beta cuantitativa pueda oscilar entre 0,5 y 2,5, siendo la beta neutra ($\beta=1$) la que surge de considerar a todos los parámetros con un nivel 2 (nivel normal en la tabla).

Tabla 6 - Cálculo de la beta cuantitativa

| Ponderación | Parámetros | Riesgo | | | | | Riesgo ponderado |
|-------------|---|--------|--------|---------|------|----------|------------------|
| | | Bajo | Normal | Notable | Alto | Muy alto | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | |
| 25% | Negocio: sector/producto | | | | 4 | | 1 |
| 10% | Apalancamiento operativo | | | | | 5 | 0,5 |
| 10% | Directivos | 1 | | | | | 0,1 |
| 5% | Exposición a otros riesgos (divisas...) | | | | 4 | | 0,2 |
| 15% | Riesgo país | | 2 | | | | 0,3 |
| 5% | Flujos. Estabilidad | | | 3 | | | 0,15 |
| 15% | Endeudamiento asignado | | | 3 | | | 0,45 |
| 5% | Liquidez de la inversión | | 2 | | | | 0,1 |
| 5% | Acceso a fuentes de fondos | | 2 | | | | 0,1 |
| 2% | Socios | 1 | | | | | 0,02 |
| 3% | Estrategia | | 2 | | | | 0,06 |
| 100% | | | | | | | 2,98 |

| | | |
|--------------------------------|--------------|-------------|
| Beta de los recursos propios = | 2,98 x 0,5 = | 1,49 |
|--------------------------------|--------------|-------------|

Fuente: Elaboración propia en base a Fernández & Bermejo (2009)

Una vez calculada beta, el Coste de los fondos propios quedará como:

$$K_{FP} = r_f + [E(r_M) - r_f] \cdot \beta$$

$$K_{FP} = 0,40\% + 8,18\% \cdot 1,49 = 12,59\%$$

3.5.2 - Coste de la deuda

El coste de la deuda a los efectos del modelo se calculará como la Tasa Interna de Retorno de los Flujos de Caja para la Deuda en euros. Su valor después de impuestos asciende a 1,42%.

3.5.3 - Coste de capital medio ponderado

Para el cálculo del CCMP en euros se utilizaron los promedios de la proporción de deuda y de la proporción de fondos propios sobre el total de la inversión. Además, como Coste de los fondos propios y Coste de la deuda se tomaron los anteriormente descritos.

3.5.4 - Tratamiento de los flujos en distintas divisas

Dado que el proyecto se realiza en un país americano y los inversores son españoles, los flujos de caja se generarán en dólares, moneda extranjera para los inversores. En vista de lo anterior, los inversores necesitan valorar en euros los flujos de caja que han sido generados en dólares.

Para ello, cuentan con dos métodos para medir el VAN que llevarán al mismo resultado en la medida que los mercados internacionales de capital estén integrados (Berk, J. & DeMarzo, P. 2017).⁸ El primero es calcular el VAN del proyecto considerando los flujos de caja esperados en dólares descontados a un costo de capital en dólares, y luego convertir el VAN en dólares a un

⁸ Para que los mercados internacionales de capital estén integrados es necesario que no haya correlación entre la incerteza de los flujos de fondos y la incerteza del tipo de cambio de las divisas en cuestión.

VAN en euros mediante el tipo Spot; mientras que el segundo método es convertir los flujos de caja esperados de dólares a euros mediante tipos de cambio forward, y luego descontarlos a un costo de capital referido a euros para hallar el VAN en euros.

Es justamente este segundo método el que elegí, aunque el resultado debería ser el mismo que si trabajara con el primero puesto que asumo que los mercados internacionales entre dólar y euro están integrados. Siguiendo a estos mismos autores, debido a la dificultad para poder hallar las cotizaciones del tipo forward para un periodo de tiempo tan extenso, estas se calcularon mediante la aplicación de la fórmula de paridad de tipos de interés:

$$F_n = S \frac{(1 + i_{US\$})^n}{(1 + i_{EUR})^n}$$

Con:

F_n = Tipo de cambio Forward

S = Tipo de cambio Spot

$i_{US\$}$ = rentabilidad de un activo libre de riesgo en dólares

i_{eur} = rentabilidad de un activo libre de riesgo en euros

$n = 1, 2, 3, \dots, 27$

Concretamente, a efectos del cálculo los valores que tomaron las variables fueron:

S = 1,13

$i_{US\$} = 1,95\%$

$i_{eur} = 0,40\%$

3.6 - Discusión de la viabilidad y capacidad de generación de valor para los accionistas

Una vez realizados los estados financieros previsionales, principales flujos de caja y en particular el presupuesto de capital se obtienen los resultados del Anexo 4. Es estos se puede observar que el saldo acumulado final del presupuesto de capital en el último periodo es nulo. Lo anterior implica que el proyecto genera suficientes fondos para atender todas las aplicaciones vinculadas al desarrollo del negocio, y por lo tanto el proyecto es viable.

Además, el proyecto no necesita revisión o alisamiento, puesto que los saldos acumulados intermedios del presupuesto de capital son positivos y menores al 10% de los OPEX del periodo.

En lo referente a la capacidad del proyecto para generar valor, se observa que el VAN del accionista es positivo (€ 25.359.079), en tanto que la TIR del accionista es mayor al coste de los fondos propios (26,77% > 12,59%). De lo anterior se concluye que el proyecto es capaz de generar valor para los accionistas y por ende es efectuable.

Análisis de sensibilidad

Se realizaron análisis de sensibilidad para poder observar qué impacto tiene sobre el VAN del accionista el movimiento de variables relevantes tales como: factor de capacidad, precio de venta de la energía y OPEX.

En la Tabla 7 se puede observar cómo influyen conjuntamente el factor de capacidad y el precio de venta de la energía sobre el VAN del accionista. Obviamente, el incremento en cualquier de las dos variables supone un incremento del VAN del accionista. A partir de este análisis se puede concluir que, si el factor de capacidad fuera menor a 43% y al mismo tiempo el precio de venta igual o menor a U\$S 65, se obtendría un VAN del accionista negativo y el proyecto no sería factible.

Tabla 7 - Análisis de sensibilidad de Factor de capacidad – Precio de venta sobre el VAN del accionista

| VAN ACCIONISTA | | Precio de venta energía (U\$S/MWh) | | | | | | | | | | | |
|---------------------|--------------|------------------------------------|--------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | | 45,00 | 65,00 | 85,00 | 105,00 | 108,00 | 125,00 | 145,00 | 165,00 | 185,00 | 205,00 | 225,00 | 245,00 |
| Factor de Capacidad | 32% | - 22.685.508 | - 10.791.515 | 996.290 | 12.778.706 | 14.544.372 | 24.549.816 | 36.320.926 | 48.092.036 | 59.863.146 | 71.634.257 | 83.405.367 | 95.176.477 |
| | 33% | - 22.026.884 | - 9.778.500 | 2.377.673 | 14.525.980 | 16.346.823 | 26.664.937 | 38.803.895 | 50.942.852 | 63.081.809 | 75.220.767 | 87.359.724 | 99.498.681 |
| | 34% | - 21.368.315 | - 8.765.486 | 3.759.056 | 16.273.254 | 18.149.275 | 28.780.058 | 41.286.863 | 53.793.668 | 66.300.472 | 78.807.277 | 91.314.081 | 103.820.886 |
| | 35% | - 20.712.356 | - 7.752.471 | 5.140.440 | 18.020.528 | 19.951.726 | 30.895.180 | 43.769.832 | 56.644.483 | 69.519.135 | 82.393.787 | 95.268.439 | 108.143.091 |
| | 36% | - 20.056.448 | - 6.739.457 | 6.521.823 | 19.767.802 | 21.754.177 | 33.010.301 | 46.252.800 | 59.495.299 | 72.737.798 | 85.980.297 | 99.222.796 | 112.465.295 |
| | 37% | - 19.402.820 | - 5.726.442 | 7.903.206 | 21.515.076 | 23.556.628 | 35.125.423 | 48.735.769 | 62.346.115 | 75.956.461 | 89.567.807 | 103.177.153 | 116.787.500 |
| | 38% | - 18.749.238 | - 4.713.428 | 9.284.157 | 23.262.351 | 25.359.080 | 37.240.544 | 51.218.737 | 65.196.931 | 79.175.124 | 93.153.317 | 107.131.511 | 121.109.704 |
| | 39% | - 18.097.649 | - 3.700.414 | 10.663.584 | 25.009.625 | 27.161.531 | 39.355.665 | 53.701.706 | 68.047.746 | 82.393.787 | 96.739.828 | 111.085.868 | 125.431.909 |
| | 40% | - 17.446.102 | - 2.687.399 | 12.043.011 | 26.756.899 | 28.963.982 | 41.470.787 | 56.184.674 | 70.898.562 | 85.612.450 | 100.326.338 | 115.040.225 | 129.754.113 |
| | 41% | - 16.796.295 | - 1.674.385 | 13.422.438 | 28.504.173 | 30.766.433 | 43.585.908 | 58.667.643 | 73.749.378 | 88.831.113 | 103.912.848 | 118.994.583 | 134.076.318 |
| | 42% | - 16.146.528 | - 661.370 | 14.801.865 | 30.251.447 | 32.568.885 | 45.701.029 | 61.150.612 | 76.600.194 | 92.049.776 | 107.499.358 | 122.948.940 | 138.398.522 |
| | 43% | - 15.498.281 | 351.644 | 16.181.292 | 31.998.721 | 34.371.336 | 47.816.151 | 63.633.580 | 79.451.009 | 95.268.439 | 111.085.868 | 126.903.297 | 142.720.727 |
| | 44% | - 14.850.071 | 1.364.659 | 17.560.719 | 33.745.996 | 36.173.787 | 49.931.272 | 66.116.549 | 82.301.825 | 98.487.102 | 114.672.378 | 130.857.655 | 147.042.931 |
| | 45% | - 14.203.188 | 2.377.673 | 18.940.146 | 35.493.270 | 37.976.238 | 52.046.393 | 68.599.517 | 85.152.641 | 101.705.765 | 118.258.888 | 134.812.012 | 151.365.136 |
| 46% | - 13.556.339 | 3.390.687 | 20.319.573 | 37.240.544 | 39.778.690 | 54.161.515 | 71.082.486 | 88.003.457 | 104.924.428 | 121.845.398 | 138.766.369 | 155.687.340 | |
| 47% | - 12.910.649 | 4.403.702 | 21.699.000 | 38.987.818 | 41.581.141 | 56.276.636 | 73.565.454 | 90.854.272 | 108.143.091 | 125.431.909 | 142.720.727 | 160.009.545 | |

Fuente: Elaboración propia

Asimismo, en la Tabla 8 se recoge cómo influyen conjuntamente el factor de capacidad y OPEX de la energía sobre el VAN del accionista. En este caso las variables analizadas tienen efectos diferentes sobre el VAN: mayores factores de capacidad mejoran el VAN y mayores OPEX reducen el VAN. En consecuencia, la tabla muestra el trade-off o compensación entre las dos variables.

Al analizar estas dos variables en forma simultánea, se observa que aún con valores de factor de capacidad tan bajos como 32% y OPEX tan altos como 0,015 U\$S/ kwh anual, el VAN sigue siendo positivo, por lo que se infiere que el VAN no es tan sensible a los OPEX como lo es a los precios de venta. Estos niveles de OPEX solo generarían VAN negativo si cayese de forma dramática el factor de capacidad.

Tabla 8 - Análisis de sensibilidad de Factor de capacidad – OPEX sobre el VAN del accionista

| VAN ACCIONISTA 25.359.079,57 | OPEX (U\$S/KWh) anuales | | | | | | | | |
|---------------------------------|-------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | 0,007 | 0,008 | 0,009 | 0,010 | 0,011 | 0,012 | 0,013 | 0,014 | 0,015 |
| 32% | 16.310.039 | 15.721.483 | 15.132.928 | 14.544.372 | 13.955.817 | 13.367.261 | 12.778.706 | 12.190.150 | 11.601.595 |
| 33% | 18.167.667 | 17.560.719 | 16.953.771 | 16.346.823 | 15.739.875 | 15.132.928 | 14.525.980 | 13.919.032 | 13.312.084 |
| 34% | 20.025.295 | 19.399.955 | 18.774.615 | 18.149.275 | 17.523.934 | 16.898.594 | 16.273.254 | 15.647.914 | 15.022.573 |
| 35% | 21.882.924 | 21.239.191 | 20.595.458 | 19.951.726 | 19.307.993 | 18.664.261 | 18.020.528 | 17.376.795 | 16.733.063 |
| 36% | 23.740.552 | 23.078.427 | 22.416.302 | 21.754.177 | 21.092.052 | 20.429.927 | 19.767.802 | 19.105.677 | 18.443.552 |
| 37% | 25.598.180 | 24.917.663 | 24.237.146 | 23.556.628 | 22.876.111 | 22.195.594 | 21.515.076 | 20.834.559 | 20.154.042 |
| 38% | 27.455.809 | 26.756.899 | 26.057.989 | 25.359.080 | 24.660.170 | 23.961.260 | 23.262.351 | 22.563.441 | 21.864.531 |
| 39% | 29.313.437 | 28.596.135 | 27.878.833 | 27.161.531 | 26.444.229 | 25.726.927 | 25.009.625 | 24.292.323 | 23.575.021 |
| 40% | 31.171.065 | 30.435.371 | 29.699.676 | 28.963.982 | 28.228.288 | 27.492.593 | 26.756.899 | 26.021.205 | 25.285.510 |
| 41% | 33.028.694 | 32.274.607 | 31.520.520 | 30.766.433 | 30.012.347 | 29.258.260 | 28.504.173 | 27.750.086 | 26.996.000 |
| 42% | 34.886.322 | 34.113.843 | 33.341.364 | 32.568.885 | 31.796.405 | 31.023.926 | 30.251.447 | 29.478.968 | 28.706.489 |
| 43% | 36.743.950 | 35.953.079 | 35.162.207 | 34.371.336 | 33.580.464 | 32.789.593 | 31.998.721 | 31.207.850 | 30.416.978 |
| 44% | 38.601.579 | 37.792.315 | 36.983.051 | 36.173.787 | 35.364.523 | 34.555.259 | 33.745.996 | 32.936.732 | 32.127.468 |
| 45% | 40.459.207 | 39.631.551 | 38.803.895 | 37.976.238 | 37.148.582 | 36.320.926 | 35.493.270 | 34.665.614 | 33.837.957 |
| 46% | 42.316.835 | 41.470.787 | 40.624.738 | 39.778.690 | 38.932.641 | 38.086.592 | 37.240.544 | 36.394.495 | 35.548.447 |
| 47% | 44.174.464 | 43.310.023 | 42.445.582 | 41.581.141 | 40.716.700 | 39.852.259 | 38.987.818 | 38.123.377 | 37.258.936 |

Fuente: Elaboración propia

3.7 - Introducción formal del riesgo a través de la Simulación de Montecarlo

Hasta este punto, el modelo de valoración estaba expresado en términos de certeza. La inclusión del riesgo se establece a través de la consideración de que tres variables (factor de capacidad, precio de venta de la energía y OPEX) tienen carácter aleatorio. Para ello, se le asignará a cada una de estas variables una función de probabilidad con unos parámetros acordes a su comportamiento. La determinación de las funciones concretas y los parámetros que las definen correspondería a la participación de expertos en el problema o, en su defecto, en un análisis del comportamiento observado en el pasado. Sin embargo, a los efectos del presente trabajo y en base a lo planteado por Rodríguez Sandiás (2011) se atribuyeron las distribuciones que se detallan a continuación.

A la variable factor de capacidad se le atribuyó una distribución de probabilidad uniforme. La referencia de partida era 38%, por lo que se plantea una distribución uniforme entre 35% y 40%.

Para la variable precio de venta de la energía, en cambio, se modelizó una distribución triangular. Este precio de venta puede ser como mínimo 0, y de acuerdo con la normativa del mercado Spot como máximo puede ser U\$S 250. Por lo tanto, esos fueron los valores mínimo y máximo asignados a la distribución, teniendo como precio más probable U\$S 108 (referencia tomada en el modelo).

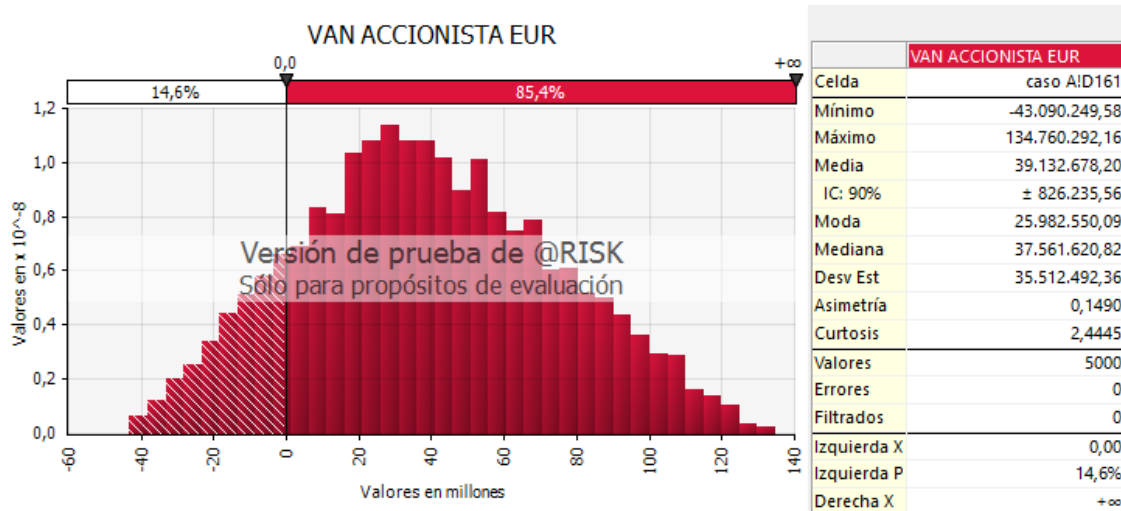
Finalmente, la variable OPEX se modelizó como una distribución Normal, con media U\$S 0,01 y desviación típica U\$S 0,005. Por tratarse de un coste no puede tomar valores menores a cero, por lo cual se puso como condición que, si el valor es negativo, se trabaje con cero.

Una vez establecidas las distribuciones, se realizó una simulación en el programa @Risk con 5000 iteraciones.

De la simulación realizada para la variable VAR del Accionista en euros se puede concluir en primer lugar que la probabilidad de general valor para los accionistas ($VAN > 0$) es del 85,4%, por ende, la probabilidad de destruir valor para los accionistas ($VAN < 0$) es del 14,6% tal como se

puede observar en el Gráfico 16 Gráfico 16. Además, el valor mínimo para el VAN es de €-43.090.250 y el máximo de €134.760.292, con una media de €39.132.678.

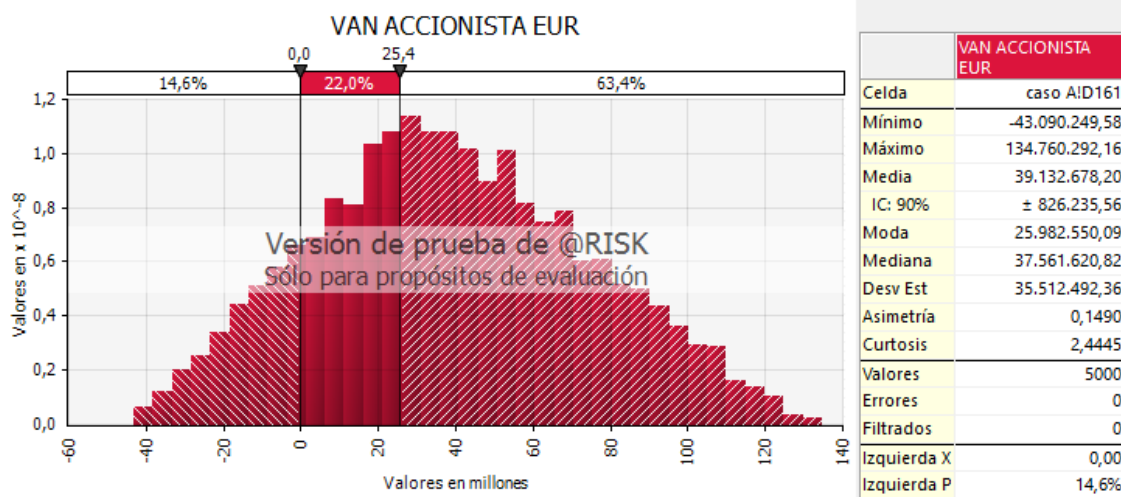
Gráfico 16 - VAN del accionista en euros – probabilidad de generación de valor



Fuente: @Risk

Además, en el Gráfico 17 Gráfico 17 se verifica que la probabilidad de que el VAN del accionista se encuentre entre 0 y el valor del VAN del modelo sin riesgo (€ 25.359.079) es de 22%, y la probabilidad de que el VAN del accionista sea mayor al VAN del escenario de certeza es de 63,4%.

Gráfico 17 - VAN del accionista en euros – probabilidad de que el VAN tome valores mayores o menores al del escenario de certeza

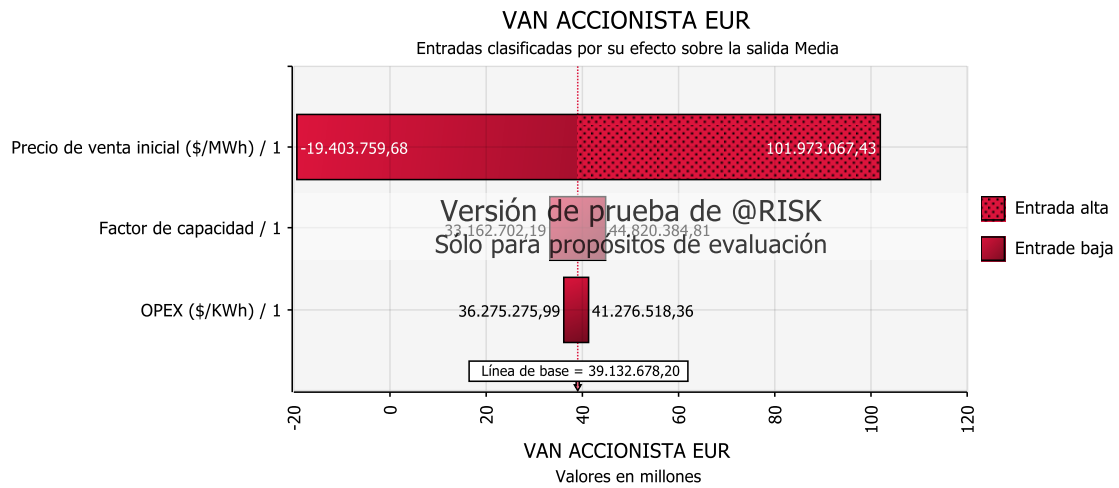


Fuente: @Risk

Finalmente, merece la pena observar el diagrama de "Tornado" del Gráfico 18 en el que se aprecia que de las tres variables que participan en la simulación, la que tiene un mayor efecto

sobre la salida media del VAN del accionista es la de precio de venta, seguida del factor de capacidad y de OPEX. Este resultado es coherente con el obtenido para el análisis de sensibilidad, puesto que allí se apreciaba que el VAN del accionista era más sensible ante cambios en el precio de venta que ante cambios en los OPEX.

Gráfico 18 – Efecto de las variables sobre la salida media del VAN del accionista en euros



Fuente: @Risk

4 - Conclusiones

Como apartado final del presente TFM, una vez realizado todo el análisis precedente, procede formular las conclusiones más relevantes del trabajo.

En primer lugar, Uruguay ha seguido una política energética que es materia de Estado desde hace más de una década. Esta se instrumenta a través de una legislación que favorece el cambio de matriz energética hacia energías de fuentes renovables, planes de eficiencia energética y de ahorro de energía. En particular, el país posee beneficios e incentivos para la inversión en energías renovables no tradicionales, sin discriminar entre capital nacional y extranjero, con libre repatriación de dividendos y con un mercado de cambios libre.

Su estabilidad política y social, solidez de su marco normativo y previsión de crecimiento económico continuado hacen al país un destino atractivo para la atracción de inversiones extranjeras en energías renovables.

Al mismo tiempo, el país cuenta con condiciones naturales favorables para la generación de energía eólica gracias a su posición geográfica y relieve, con valores de factor de capacidad muy satisfactorios cercanos al 40%.

De acuerdo con las proyecciones realizadas se espera que la demanda de energía -y en particular de energía eléctrica- siga una tendencia al alza, con valores que aumentarían en el orden de un 50% teniendo en cuenta el menos favorable de los escenarios planteados. Por lo tanto, a pesar de que las políticas de eficiencia y ahorro energético puedan suavizar esta tendencia, la demanda energética de todas formas sería muy importante y requeriría continuar ampliando la potencia instalada en el país.

En lo que tiene que ver con el desarrollo del modelo para el estudio de la viabilidad económico-financiera y de la capacidad de creación de valor del proyecto, este se realizó para un horizonte temporal de 27 años que comienza con la construcción del parque a través de un contrato “llave en mano” y termina con el desmantelamiento del parque, restauración ambiental de los terrenos y la disolución de la sociedad. Se estima que el tiempo de construcción y puesta en marcha del parque sea de aproximadamente 18 meses, por lo que el periodo de explotación del proyecto sería de 25 años.

Como se ha adelantado, Uruguay posee una Ley de Promoción de Inversiones (N.º 16.906) y decretos reglamentarios en los que se encuadra el régimen general de promoción de inversiones. En el marco de esta ley, los proyectos energéticos obtienen importantes exoneraciones de impuesto a las sociedades (IRAE), Impuesto al Valor Agregado e Impuesto al Patrimonio. Para el usufructo de estos beneficios el proyecto debe presentarse ante una dependencia del Ministerio de Economía y Finanzas que evaluará en qué medida el mismo cumple con ciertos criterios indicadores de externalidades positivas, como, por ejemplo: Generación de empleo, Descentralización, Incremento de Exportaciones, Producción más limpia o Innovación, y varios Indicadores sectoriales. Este proyecto en particular, debido a su alto monto de inversión, el cumplimiento de indicadores de “Producción más limpia (P+L)” y “Nivel

tecnológico del Producto Elaborado”, y a que es una empresa “nueva”; logra obtener una exoneración del 80% del IRAE durante 13 años, además del beneficio de exoneración y devolución del IVA. Estas exoneraciones, -en el caso concreto del proyecto que se propone-, además de impactar positivamente sobre los beneficios del proyecto, tiene repercusión sobre la determinación de la política de amortizaciones técnicas: se ha decidido realizar una amortización técnica creciente (mediante el método de los números dígitos crecientes) en los 25 años de vida útil del inmovilizado que genere beneficios de explotación decrecientes. De esta manera, los primeros periodos serán los de máximos beneficios y se asegura el aprovechamiento de la exoneración de IRAE de 13 años.

Para el desarrollo del proyecto, se diseña una financiación estructurada a través de un "Project Finance". Para ello, se constituye una “Sociedad Vehículo del Proyecto” con una estructura de fondos propios y una prima de emisión, que fue pensada para mitigar posibles pérdidas acumuladas y blindar la cifra de capital ante la posibilidad de obtener pérdidas que erosionen el patrimonio neto.

La proporción de la inversión financiada con fondos ajenos se obtendrá mediante un préstamo del BID en dólares a 15 años, con 2 años de carencia total, cuota anual fija y tipo de interés variable dependiendo de Libor 3 meses. Para intentar predecir la evolución de la tasa Libor a 3 meses se recurrió a los tipos forward Libor 3 meses para los plazos futuros de vigencia del préstamo. El hecho de contraer una deuda a tipo de interés variable expone al proyecto al riesgo de que este tipo suba en el futuro y le signifique mayores costos financieros por el pago de intereses. Debido a este riesgo, se plantea la negociación de contratos de cobertura de riesgo con una entidad financiera, los cuales serían “Over The Counter” para que los términos del contrato se negocien directa y bilateralmente entre las partes. Asimismo, se liquidarían por diferencia, de modo que ya sea que al momento de la liquidación haya que pagar o cobrar, siempre el resultado neto sería el que surge del tipo pactado, y que es el previsto en el modelo.

Debido a que el préstamo del BID tiene dos años de carencia total, en ese periodo se generan intereses de la deuda, pero no se realizan pagos, puesto que el proyecto está en periodo de construcción y aún no genera ingresos. Estos intereses “intercalarios” durante los dos años de construcción del parque son susceptibles de capitalización de acuerdo con lo previsto con la Norma Internacional Contable N.º 23, por lo cual se capitalizan, incrementando el activo inmovilizado material.

Teniendo en cuenta lo descrito hasta aquí, se realizaron las proyecciones financieras, estados financieros previsionales y principales flujos de caja en dólares. Pero para que los inversores españoles puedan evaluar el proyecto es necesario que los flujos de caja generados en dólares sean valorados en euros. Es por lo anterior que se convirtieron los flujos de caja esperados de dólares a euros mediante tipos de cambio forward, y luego se los descontó a un costo de capital referido a euros para hallar el VAN en euros. Este procedimiento se enmarca en un escenario de mercados internacionales entre dólar y euro integrados que supongo/asumo se cumple para estas dos monedas.

Para poder hallar los tipos de cambio forward de un periodo tan extenso se aplicó la fórmula de paridad de tipos de interés entre dólar y euro; y para poder descontar flujos de caja para el accionista se utilizó el coste de los recursos propios referenciado a euros.

Lo anterior implicó hallar la rentabilidad esperada de un activo utilizando el modelo CAPM, con una tasa libre de riesgo, una beta cualitativa y una prima de riesgo de mercado, todas ellas evaluadas en euros desde la perspectiva de un inversor español.

Llegado a este punto, fue posible realizar la discusión de viabilidad del proyecto y su capacidad para generar valor para los accionistas. Los saldos de tesorería fueron alisados: los saldos acumulados intermedios del presupuesto de capital son positivos y menores al 10% de los OPEX, con un saldo final acumulado del presupuesto de capital nulo en el último periodo, el cual se llevó a saldo cero por el desmantelamiento del parque y finalización del proyecto. De lo anterior se desprende que el proyecto posee suficientes fondos para atender las aplicaciones de fondos vinculados al desarrollo del negocio, y por lo tanto el proyecto es viable.

Luego de descontar los flujos de caja en euros a la tasa de descuento correspondiente, se obtuvieron resultados positivos para los VAN, tanto del proyecto y también de los accionistas; lo cual es señal de que el proyecto tienen capacidad para generar valor. También se corroboró que se llega a las mismas conclusiones a través de la observación de la TIR.

Para complementar el análisis sobre la capacidad del proyecto de generar valor para los accionistas se realizaron análisis de sensibilidad, de modo de poder observar qué impacto tienen sobre el VAN y TIR del accionista los movimientos de variables relevantes tales como: factor de capacidad, precio de venta de la energía y OPEX. Dentro de los resultados obtenidos podemos destacar: al observar cómo influyen conjuntamente el factor de capacidad y el precio de venta de la energía sobre el VAN del accionista se puede concluir que, si el factor de capacidad fuera menor a 43% y al mismo tiempo el precio de venta igual o menor a U\$S 65, se obtendría un VAN del accionista negativo y el proyecto no sería ejecutable. Luego se realizó el análisis conjunto entre el factor de capacidad y OPEX de la energía sobre el VAN del accionista. Al analizar estas dos variables en forma simultánea, se observa que aún con valores de factor de capacidad tan bajos como 32% y OPEX tan altos como 0,015 U\$S/kwh anual el VAN sigue siendo positivo. En conclusión, se podría afirmar que el VAN no es tan sensible a los OPEX como lo es a los precios de venta.

Finalmente, se incluyó el análisis bajo condiciones de riesgo a través de una simulación Montecarlo realizada con el programa @Risk. En ella se consideró que las variables factor de capacidad, precio de venta de la energía y OPEX tienen carácter aleatorio, asignándose distribuciones Uniforme, Triangular y Normal Truncada respectivamente. La variable de salida sobre la que se visualiza el impacto de las antedichas es VAN del Accionista en euros.

De la simulación realizada para la variable VAR del Accionista en euros se puede concluir en primer lugar que la probabilidad de generar valor para los accionistas ($VAN > 0$) es del 85,4%, y por ende, la probabilidad de destruir valor para los accionistas ($VAN < 0$) es del 14,6%; en consecuencia, es ampliamente probable que el proyecto genere valor para los accionistas. Además, se verifica que la probabilidad de que el VAN del accionista sea mayor al VAN del escenario de certeza (€ 25.359.079) es de 63,4%, resultado que también apoya la tesis de que

es más probable que el VAN del accionista sea positivo que negativo. Por último, se observa que de las tres variables que participan en la simulación, la que tiene un mayor efecto sobre la salida media del VAN del accionista es la de precio de venta, seguida del factor de capacidad y de OPEX. Este resultado es coherente con el obtenido para el análisis de sensibilidad, puesto que allí se apreciaba que el VAN del accionista era más sensible ante cambios en el precio de venta que ante cambios en los OPEX.

Más allá de las conclusiones de carácter más técnico que refieren a procedimientos y resultados obtenidos, también es de orden comentar que he podido cumplir con los objetivos planteados en la idea original de trabajo, a pesar de las dificultades en el recorrido. En el camino advertí que no hay demasiada información disponible de trabajos de evaluación de proyectos de energía en Uruguay; y que al tratarse de un sector que está en permanente avance, la información disponible puede perder vigencia rápidamente. En este sentido, espero que mi trabajo pueda aportar valor en estas áreas de conocimiento, además del aporte que significó a nivel personal y a mi formación académica y profesional.

5 - Bibliografía

Ámbito.com (2019): URUGUAY -Riesgo País (EMBI+ elaborado por JP Morgan). Disponible en: <http://data.ambito.com/economia/mercados/riesgo-pais/info/?id=19>

Banco de España (2019): Tipos de Interés – datos diarios. Disponible en: https://www.bde.es/webbde/es/estadis/infoest/ti_1_3.pdf

Banco Mundial (2019): The World Bank Data-Uruguay. Disponible en: <https://data.worldbank.org/country/uruguay>

Berk, J. & DeMarzo, P. (2017): Corporate Finance. Fourth Edition, Pearson, Essex.

Bertoni, R. & Román, C. (2013): Auge y ocaso del carbón mineral en Uruguay. Un análisis histórico desde fines del siglo XIX hasta la actualidad. Revista de Historia Económica, 31, pp. 459-497. Disponible en: http://dedicaciontotal.udelar.edu.uy/adjuntos/produccion/554_academicas_academicaarchivo.pdf

BID (2019): BID Finanzas – Cargos Actuales e Históricos de los Préstamos del Capital Ordinario. Disponible en: <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=EZSHARE-1436601171-399>

BID (2019): BID Finanzas – Tasas de interés y cargos financieros vigentes aplicables a todos los productos financieros 2do Trimestre 2019 y 1er Trimestre 2019. Disponible en: <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=EZSHARE-1436601171-378>

Damodaran, A. (2019): Country Default Spreads and Risk Premiums, January 2019. Disponible en: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

Dominguez, E & Novales, A (2002): “Can forward rates be used to improve interest rate forecasts?”, Applied Financial Economics, 12(7), pp. 493-504. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/24070551_Can_forward_rates_be_used_to_improve_interest_rate_forecasts

Durbán, S.; Irimia, A.I.; Oliver, M.D.; Palacín, M.J. (2009). Planificación financiera en la práctica empresarial. Ediciones Pirámide, Madrid.

El Observador (2019): Calificadora canadiense DBRS mantuvo grado inversor de Uruguay. Disponible en: <https://www.elobservador.com.uy/nota/calificadora-canadiense-dbrs-mantuvo-grado-inversor-de-uruguay-2019129134846>

Expansión (2019): Datosmacro.com, Rating: Calificación de la deuda de los países. Disponible en: <https://datosmacro.expansion.com/ratings>

Fernández, P. (1999): Valoración de Empresas. Gestión 2000, Barcelona.

Fernández, P. & Bermejo, V. (2009): Betas utilizadas por directivos y profesores europeos en 2009, Documento de investigación DI-824, septiembre 2009, IESE Business School, Universidad de Navarra. Disponible en: <https://media.iese.edu/research/pdfs/DI-0824.pdf>

Fernández, P., Pershin, V. & Acín, I. (2018): *Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 59 countries in 2018: a survey*, April 4, 2018, IESE Business School, Universidad de Navarra. Disponible en: <http://bestappraiser.com.ua/wp-content/uploads/2018/07/Market-Risk-Premium-and-Risk-Free-Rate-used-for-59-countries-in-2018-a-survey.pdf>

ICO (1995): Financiación de Proyectos, Project – Finance. Cuadernos ICO, Gráficas T.F., Madrid

INE (2019): Estadísticas Económicas – Índice de Precios al Consumo. Disponible en: <http://www.ine.gub.uy/ipc-indice-de-precios-al-consumo>

IRENA (2018): Renewable Power Generation Costs in 2017, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf

IRENA (2019): Global Trends. Disponible en: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Global-Trends>

KPMG (2015): Análisis de componente nacional e impacto económico y social que surge de la generación de energía eléctrica a partir de las siguientes fuentes: solar fotovoltaica, biomasa, eólica y gas natural en centrales de ciclo combinado, setiembre de 2015, Resumen Ejecutivo. Disponible en: https://www.miem.gub.uy/sites/default/files/resumen_ejecutivo.pdf

MEF-AIN (s/d): Norma Internacional de Contabilidad N.º 23 (NIC 23). Disponible en: <http://ain.mef.gub.uy/10176/11/areas/norma-internacional-de-contabilidad-n%C2%B0-23-nic-23.html>

MEF-Noticias (2019): El año 2018 se cerró con un déficit fiscal de 2,7%, informó el gobierno. Disponible en: <https://www.mef.gub.uy/26333/1/mef/el-ano-2018-se-cerro-con-un-deficit-fiscal-de-27-informo-el-gobierno.html>

MEF-Noticias (2019): Uruguay emite bono global en dólares con vencimiento 2031. Disponible en: <https://www.mef.gub.uy/26226/1/mef/uruguay-emite-bono-global-en-dolares-con-vencimiento-2031.html>

MEF- UNASEP (2014): Promoción de inversiones: Energías Renovables, Ficha Temática 1/2014, julio 2014. Disponible en: https://www.mef.gub.uy/innovaportal/file/9908/1/20140801_promocion_inv_energ_renov.pdf

MIEM (2015): Plan Nacional de Eficiencia Energética 2015-2024. Disponible en: http://www.eficienciaenergetica.gub.uy/documents/20182/22654/Plan_Nacional_de_Eficiencia_Energetica.pdf/2e21a8c6-3492-4c7d-b6ba-33b138632a85

MIEM (2019): Movilidad Eléctrica. Disponible en: <https://www.miem.gub.uy/energia/movilidad-electrica>.

MIEM (s/d): Política Energética 2005-2030. Disponible en: <http://www.eficienciaenergetica.gub.uy/documents/20182/22528/Pol%C3%ADtica+Energ%C3%A9tica+2005-2030/841defd5-0b57-43fc-be56-94342af619a0>

MIEM-BEN (2017): Balance Energético 2017. Disponible en: <https://ben.miem.gub.uy/descargas/1balance/1.1%20Libro%20BEN2017.pdf>

MIEM-DNE (2011): Análisis de rentabilidad para parques eólicos en Uruguay, junio 2011. Disponible en: <http://www.energieolica.gub.uy/index.php?page=estudios>

MIEM-DNE (2018): Prospectiva de la demanda energética: 2018, agosto 2018. Disponible en: https://www.miem.gub.uy/sites/default/files/informe_prospectiva_2018.pdf

MIEM-DNETN (2009): Mapa Eólico de Uruguay 2009. Disponible en: <http://www.energieolica.gub.uy/index.php?page=mapa-eolico-de-uruguay>

Pra, I. & de la Fuente, D. (coord.)(2016): Dirección Financiera de la Empresa, Un enfoque internacional. UNED-Mc Graw Hill, Madrid.

Presidencia-República Oriental del Uruguay – Noticias (2019): Calificadora japonesa R&I mantiene la nota BBB con perspectiva estable para Uruguay. Disponible en: <https://www.presidencia.gub.uy/comunicacion/comunicacionnoticias/mef-calificacion-uruguay-bbb-agencia-japonesa-r-and-i-estable>

Rodríguez Sandiás, A. (2011): Estrategias de Planificación Financiera Aplicada. 1ª Edición, Andavira Editora, Santiago de Compostela.

Suárez, A. (2013): Decisiones óptimas de inversión y financiación en la empresa. 21ª Edición, Pirámide, Madrid.

The Economist Intelligence Unit (2018): Democracy Index 2018: Me too? Political participation, protest and democracy, London. Disponible en: <http://www.eiu.com/topic/democracy-index>

Uruguay, Decreto N.º 220/998 de Reglamentación del IVA (1998). Disponible en: [https://www.impo.com.uy/bases/decretos/220-1998%20%20%20\(articulos%2046%20y%2047%20sobre%20la%20exoneracion%20del%20IVA%20importaciones\)](https://www.impo.com.uy/bases/decretos/220-1998%20%20%20(articulos%2046%20y%2047%20sobre%20la%20exoneracion%20del%20IVA%20importaciones))

Uruguay, Decreto N.º 360/002, Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. (2002). Disponible en: [http://www.ursea.gub.uy/web/mnormativo2.nsf/1E3C65383A743ED98325794B0061ADFB/\\$file/ATT4KORL.pdf?OpenElement](http://www.ursea.gub.uy/web/mnormativo2.nsf/1E3C65383A743ED98325794B0061ADFB/$file/ATT4KORL.pdf?OpenElement)

Uruguay, Decreto N.º 394/005, Reglamento de evaluación de impacto ambiental y autorizaciones ambientales. (2005). Disponible en: <http://www.impo.com.uy/bases/decretos/349-2005>

Uruguay, Decreto N.º 121/007, Modificación del reglamento del mercado mayorista de energía eléctrica y asignación de nuevos cometidos para el grupo de trabajo sobre marco regulatorio eléctrico. (2007). Disponible en: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/121-2007>

Uruguay, Decreto N.º 354/009, Declaración de interés nacional. Proyecto de inversión. Matriz energética del país. (2009). Disponible en: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/354-2009>

Uruguay, Decreto N.º 72/010, Reglamentación sobre requisitos para autorización de nueva generación de energía eléctrica (arts. 53 y 54 decreto n.º 360/002). (2010). Disponible en: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/72-2010>

Uruguay, Decreto N.º 174/013, Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Se modifica la reglamentación relativa a la autorización de energía eléctrica. (2013). Disponible en: http://archivo.presidencia.gub.uy/sci/decretos/2013/06/miem_868.pdf

Uruguay, Decreto N.º 143/018, Reglamentación de los arts. 15 a 17-ter de la ley 16.906 (ley de inversiones y promoción industrial). (2018). Disponible en: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/143-2018>

Uruguay, Ley N.º 16.060 de Sociedades Comerciales (1989). Disponible en: <https://www.impo.com.uy/bases/leyes/16060-1989>

Uruguay, Ley N.º 16.832 de Actualización del sistema eléctrico nacional y creación de la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (1997). Disponible en: <https://legislativo.parlamento.gub.uy/temporales/leytemp9578912.htm>

Uruguay, Ley N.º 16.906 de Interés nacional, promoción y protección (1998). Disponible en: <https://legislativo.parlamento.gub.uy/temporales/leytemp407209.htm>

Uruguay-SNA (2017): Política Nacional de Cambio Climático - República Oriental del Uruguay. Disponible en: <http://www.mvotma.gub.uy/politica-planes-y-proyectos/politica-nacional-de-cambio-climatico>

Uruguay XXI (2017): Oportunidades de inversión: Energías Renovables, setiembre 2017. Disponible en: <https://www.uruguayxxi.gub.uy/uploads/informacion/Informe%20de%20Energ%C3%ADas%20Renovables%20-%20Setiembre%20de%202017%20-%20Uruguay%20XXI-9.pdf>

Uruguay XXI (2019): Oportunidades de inversión: Inversión Extranjera Directa, mayo 2019. Disponible en: <https://www.uruguayxxi.gub.uy/uploads/informacion/92e051cf2c5ee8a723a3c733c6e690346c1739e6.pdf>

UTE prevé exportar más energía a vecinos en 2019 (2019, 7 de febrero). Diario El País. Disponible en: <https://negocios.elpais.com.uy/noticias/ute-preve-exportar-energia-vecinos.html>

Wind Europe (2019): Financing and investment trends, The European wind industry 2018, april 2019. Disponible en: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/Financing-and-Investment-Trends-2018.pdf>

6 - Anexos

Anexo 1 – Supuestos del modelo

| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 |
|--|----------|-------------------------|--------|--------|--------|
| Potencia (MW) | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 |
| Inversión M\$/MW | 1,9 | | | | |
| Factor de capacidad | | 38,00% | 0,38 | 0,38 | 0,38 |
| Horas funcionamiento | | 3328,8 | 3328,8 | 3328,8 | 3328,8 |
| Precio de venta inicial (\$/MWh) | | 108 | | | |
| Aumento de la tarifa eléctrica | | | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| Precio venta año (\$/MWh) | | 0 | 0 | 108 | 108 |
| OPEX (\$/kWh) | | 0,01 | | | |
| Inflación | | | 0% | 0% | 0% |
| OPEX (\$/kWh) anuais | | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 |
| Gastos de desmantelamiento (% s/inversión inicial) | | | | | |
| Vida útil planta | 25 | | | | |
| Dotación a amortización | | | | 0,308% | 0,615% |
| Impuesto de Sociedades | 5% | 5% | 5% | 5% | 5% |
| IVA | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Deuda | 78200000 | | | | |
| Fondos Propios | 16296000 | | | | |
| Capital social | 15000000 | | | | |
| Prima de emisión | 3500000 | | | | |
| Dividendos con cargo a Reservas | | | | | |
| Duración del préstamo | 15,00 | con 2 de carencia total | | | |

| 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 |
| 0,38 | 0,38 | 0,38 | 0,38 | 0,38 | 0,38 | 0,38 | 0,38 | 0,38 | 0,38 | 0,38 |
| 3328,8 | 3328,8 | 3328,8 | 3328,8 | 3328,8 | 3328,8 | 3328,8 | 3328,8 | 3328,8 | 3328,8 | 3328,8 |
| 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 |
| 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 |
| | | | | | | | | | | |
| 0,923% | 1,231% | 1,538% | 1,846% | 2,154% | 2,462% | 2,769% | 3,077% | 3,385% | 3,692% | 4,000% |
| 5% | 5% | 5% | 5% | 5% | 5% | 5% | 5% | 5% | 5% | 5% |
| 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |

| 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 |
|--------|--------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 |
| 0,38 | 0,38 | 0,38 | 0,38 | 0,38 | 0,38 | 0,38 | 0,38 | 0,38 | 0,38 | 0,38 | 0,38 |
| 3328,8 | 3328,8 | 3328,8 | 3328,8 | 3328,8 | 3328,8 | 3328,8 | 3328,8 | 3328,8 | 3328,8 | 3328,8 | 3328,8 |
| 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 | 108 |
| 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 |
| | | | | | | | | | | | 5% |
| 4,308% | 4,615% | 4,923% | 5,231% | 5,538% | 5,846% | 6,154% | 6,462% | 6,769% | 7,077% | 7,385% | 7,692% |
| 25% | 25% | 25% | 25% | 25% | 25% | 25% | 25% | 25% | 25% | 25% | 25% |
| 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | | | | | | | | | | -7.500.000,00 | -7.500.000,00 |
| | | | | | | | | | -3500000 | | |
| | | 5.220.000,00 | 5.650.000,00 | 5.900.000,00 | 6.200.000,00 | 6.500.000,00 | 6.850.000,00 | 7.100.000,00 | 4.000.000,00 | 200.000,00 | 313.892,04 |

Análisis de la viabilidad económico financiera y de la capacidad de creación de valor de un proyecto de energía eólica en Uruguay.

Anexo 2 – Supuestos y determinación de tasas de descuento

| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | | | | | | |
|--------------------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|------------|-------|-------|
| Costo de deuda (Kd) | Libor + 0,92% | 3,27% | 2,52% | 2,49% | 2,60% | 2,74% | | | | | | |
| Intereses | | 2.553.237,82 | 2.031.791,84 | 2.057.712,98 | 2.029.956,03 | 2.002.350,15 | | | | | | |
| Ratio de reparto de dividendos | % | | | 65,0% | 67,5% | 68,5% | | | | | | |
| Honorarios legales de deuda | 0,2% | | | | | | | | | | | |
| Comisión Bancaria | 1,3% | | | | | | | | | | | |
| Constitución de la sociedad | 3,0% | | | | | | | | | | | |
| Rf € España | 0,4% | | | | | | | | | | | |
| beta € | 1,49 | | | | | | | | | | | |
| Prima riesgo de mercado € | 8,18% | | | | | | | | | | | |
| Costo fondos propios (Ke) en € | 12,59% | | | | | | | | | | | |
| Tipo de cambio \$/€ | 1,130 | | | | | | | | | | | |
| CCMP € | 8,91% | | | | | | | | | | | |
| CCMP dol | 10,60% | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | | |
| | 2,88% | 2,99% | 3,10% | 3,18% | 3,27% | 3,33% | 3,36% | 3,39% | 3,42% | 3,44% | | |
| | 1.960.308,15 | 1.890.045,55 | 1.801.811,71 | 1.687.909,03 | 1.565.491,10 | 1.414.972,97 | 1.242.039,99 | 1.060.166,82 | 868.902,95 | 667.772,14 | | |
| | 70,5% | 71,5% | 72,5% | 74,0% | 75,5% | 76,0% | 77,0% | 78,0% | 79,0% | 79,5% | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 |
| | 3,47% | 3,50% | | | | | | | | | | |
| | 456.271,09 | 233.867,83 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | 75,0% | 76,0% | 95,0% | 95,0% | 95,0% | 95,0% | 95,0% | 95,0% | 95,0% | 95,0% | 95,0% | 95,0% |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |

Análisis de la viabilidad económico financiera y de la capacidad de creación de valor de un proyecto de energía eólica en Uruguay.

Anexo 4 – Presupuesto de Capital

| Presupuesto de Capital | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|----------------------------|----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Aplicaciones | 95.488.880,00 | 2.553.237,82 | 2.031.791,84 | 4.857.260,90 | 4.885.017,84 | 4.912.623,73 |
| CAPEX | 95.000.000,00 | - | - | - | - | - |
| Intercalarios | - | 2.553.237,82 | 2.031.791,84 | - | - | - |
| Reducción FP | 488.880,00 | - | - | - | - | - |
| Amortización de deuda | - | - | - | 4.857.260,90 | 4.885.017,84 | 4.912.623,73 |
| Origenes | 95.527.000,00 | 2.553.237,82 | 2.031.791,84 | 4.943.790,17 | 4.832.928,77 | 4.926.061,31 |
| Capital social | 15.000.000,00 | - | - | - | - | - |
| Prima emisión | 3.500.000,00 | - | - | - | - | - |
| Autofinanciación | - | - | - | 4.943.790,17 | 4.832.928,77 | 4.926.061,31 |
| Gastos formalización Deuda | - 1.173.000,00 | - | - | - | - | - |
| Deuda LP | 78.200.000,00 | 2.553.237,82 | 2.031.791,84 | - | - | - |
| Superávit/Déficit | 38.120,00 | - | - | 86.529,27 | 52.089,07 | 13.437,58 |
| Superávit/Déficit acum | 38.120,00 | 38.120,00 | 38.120,00 | 124.649,27 | 72.560,19 | 85.997,78 |

| 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 4.954.665,73 | 5.024.928,32 | 5.113.162,16 | 5.227.064,85 | 5.349.482,77 | 5.500.000,91 | 5.672.933,89 | 5.854.807,06 | 6.046.070,93 | 6.247.201,74 |
| - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 4.954.665,73 | 5.024.928,32 | 5.113.162,16 | 5.227.064,85 | 5.349.482,77 | 5.500.000,91 | 5.672.933,89 | 5.854.807,06 | 6.046.070,93 | 6.247.201,74 |
| 4.903.985,18 | 5.021.773,34 | 5.148.743,39 | 5.227.049,08 | 5.312.823,32 | 5.525.296,25 | 5.687.230,93 | 5.853.570,27 | 6.024.149,36 | 6.254.175,80 |
| - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 4.903.985,18 | 5.021.773,34 | 5.148.743,39 | 5.227.049,08 | 5.312.823,32 | 5.525.296,25 | 5.687.230,93 | 5.853.570,27 | 6.024.149,36 | 6.254.175,80 |
| - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| - 50.680,55 | - 3.154,99 | 35.581,23 | 15,76 | 36.659,46 | 25.295,34 | 14.297,04 | 1.236,79 | 21.921,56 | 6.974,06 |
| 35.317,23 | 32.162,24 | 67.743,47 | 67.727,70 | 31.068,24 | 56.363,59 | 70.660,63 | 69.423,84 | 47.502,27 | 54.476,34 |

| 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 6.458.702,79 | 6.681.106,05 | 5.220.000,00 | 5.650.000,00 | 5.900.000,00 | 6.200.000,00 | 6.500.000,00 | 6.850.000,00 | 7.100.000,00 | 4.000.000,00 | 200.000,00 | 313.892,04 |
| - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| - | - | 5.220.000,00 | 5.650.000,00 | 5.900.000,00 | 6.200.000,00 | 6.500.000,00 | 6.850.000,00 | 7.100.000,00 | 4.000.000,00 | 200.000,00 | 313.892,04 |
| 6.458.702,79 | 6.681.106,05 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 6.458.260,21 | 6.662.815,74 | 5.330.465,33 | 5.625.390,22 | 5.920.315,12 | 6.215.240,02 | 6.510.164,91 | 6.805.089,81 | 7.100.014,70 | 3.894.939,60 | 189.864,49 | 306.664,39 |
| - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 7.500.000,00 | 7.500.000,00 |
| - | - | - | - | - | - | - | - | - | 3.500.000,00 | - | - |
| 6.458.260,21 | 6.662.815,74 | 5.330.465,33 | 5.625.390,22 | 5.920.315,12 | 6.215.240,02 | 6.510.164,91 | 6.805.089,81 | 7.100.014,70 | 7.394.939,60 | 7.689.864,49 | 7.806.664,39 |
| - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| - 442,58 | - 18.290,30 | 110.465,33 | 24.609,78 | 20.315,12 | 15.240,02 | 10.164,91 | 44.910,19 | 14,70 | 105.060,40 | 10.135,51 | 7.227,65 |
| 54.033,76 | 35.743,45 | 146.208,78 | 121.599,01 | 141.914,12 | 157.154,14 | 167.319,05 | 122.408,86 | 122.423,56 | 17.363,16 | 7.227,65 | 0,00 |

Análisis de la viabilidad económico financiera y de la capacidad de creación de valor de un proyecto de energía eólica en Uruguay.

Anexo 6 – Balance

| Balance | 0 | | 1 | | 2 | | 3 | | 4 | | 5 | |
|--|---|----------------------|---|----------------------|---|----------------------|---|----------------------|---|----------------------|---|----------------------|
| Activo no corriente | | 95.000.000,00 | | 97.553.237,82 | | 99.585.029,66 | | 99.585.029,66 | | 99.585.029,66 | | 99.585.029,66 |
| AAIM | | - | | - | | - | | 306.415,48 | | 919.246,43 | | 1.838.492,86 |
| Activo Corriente (saldo Tesorería acu) | | 38.120,00 | | 38.120,00 | | 38.120,00 | | 124.649,27 | | 72.560,19 | | 85.997,78 |
| total activo | | 95.038.120,00 | | 97.591.357,82 | | 99.623.149,66 | | 99.403.263,45 | | 98.738.343,43 | | 97.832.534,58 |
| Fondos Propios | | 16.838.120,00 | | 16.838.120,00 | | 16.838.120,00 | | 21.475.494,69 | | 25.695.592,51 | | 29.702.407,39 |
| Capital social | | 15.000.000,00 | | 15.000.000,00 | | 15.000.000,00 | | 15.000.000,00 | | 15.000.000,00 | | 15.000.000,00 |
| Prima de emisión | | 3.500.000,00 | | 3.500.000,00 | | 3.500.000,00 | | 3.500.000,00 | | 3.500.000,00 | | 3.500.000,00 |
| Reservas | | - 1.661.880,00 | | - 1.661.880,00 | | - 1.661.880,00 | | 2.975.494,69 | | 7.195.592,51 | | 11.202.407,39 |
| Deuda LP | | 78.200.000,00 | | 80.753.237,82 | | 82.785.029,66 | | 77.927.768,76 | | 73.042.750,92 | | 68.130.127,19 |
| Total pasivo | | 95.038.120,00 | | 97.591.357,82 | | 99.623.149,66 | | 99.403.263,45 | | 98.738.343,43 | | 97.832.534,58 |

| 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| 99.585.029,66 | 99.585.029,66 | 99.585.029,66 | 99.585.029,66 | 99.585.029,66 | 99.585.029,66 | 99.585.029,66 | 99.585.029,66 | 99.585.029,66 | 99.585.029,66 |
| - 3.064.154,76 | - 4.596.232,14 | - 6.434.724,99 | - 8.579.633,32 | - 11.030.957,13 | - 13.788.696,41 | - 16.852.851,17 | - 20.223.421,41 | - 23.900.407,12 | - 27.883.808,30 |
| 35.317,23 | 32.162,24 | 67.743,47 | 67.727,70 | 31.068,24 | 56.363,59 | 70.660,63 | 69.423,84 | 47.502,27 | 54.476,34 |
| 96.556.192,13 | 95.020.959,76 | 93.218.048,13 | 91.073.124,04 | 88.585.140,77 | 85.852.696,83 | 82.802.839,11 | 79.431.032,09 | 75.732.124,81 | 71.755.697,69 |
| 33.380.730,67 | 36.870.426,62 | 40.180.677,15 | 43.262.817,91 | 46.124.317,42 | 48.891.874,38 | 51.514.950,55 | 53.997.950,59 | 56.345.114,24 | 58.615.888,85 |
| 15.000.000,00 | 15.000.000,00 | 15.000.000,00 | 15.000.000,00 | 15.000.000,00 | 15.000.000,00 | 15.000.000,00 | 15.000.000,00 | 15.000.000,00 | 15.000.000,00 |
| 3.500.000,00 | 3.500.000,00 | 3.500.000,00 | 3.500.000,00 | 3.500.000,00 | 3.500.000,00 | 3.500.000,00 | 3.500.000,00 | 3.500.000,00 | 3.500.000,00 |
| 14.880.730,67 | 18.370.426,62 | 21.680.677,15 | 24.762.817,91 | 27.624.317,42 | 30.391.874,38 | 33.014.950,55 | 35.497.950,59 | 37.845.114,24 | 40.115.888,85 |
| 63.175.461,47 | 58.150.533,14 | 53.037.370,98 | 47.810.306,13 | 42.460.823,36 | 36.960.822,45 | 31.287.888,56 | 25.433.081,50 | 19.387.010,58 | 13.139.808,84 |
| 96.556.192,13 | 95.020.959,76 | 93.218.048,13 | 91.073.124,04 | 88.585.140,77 | 85.852.696,83 | 82.802.839,11 | 79.431.032,09 | 75.732.124,81 | 71.755.697,69 |

| 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 |
|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|---------------------|-----------------|
| 99.585.029,66 | 99.585.029,66 | 99.585.029,66 | 99.585.029,66 | 99.585.029,66 | 99.585.029,66 | 99.585.029,66 | 99.585.029,66 | 99.585.029,66 | 99.585.029,66 | 99.585.029,66 | 99.585.029,66 |
| - 32.173.624,97 | - 36.769.857,11 | - 41.672.504,72 | - 46.881.567,81 | - 52.397.046,38 | - 58.218.940,42 | - 64.347.249,93 | - 70.781.974,93 | - 77.523.115,40 | - 84.570.671,34 | - 91.924.642,76 | - 99.585.029,66 |
| 54.033,76 | 35.743,45 | 146.208,78 | 121.599,01 | 141.914,12 | 157.154,14 | 167.319,05 | 122.408,86 | 122.423,56 | 17.363,16 | 7.227,65 | 0,00 |
| 67.465.438,45 | 62.850.916,01 | 58.058.733,72 | 52.825.060,86 | 47.329.897,41 | 41.523.243,38 | 35.405.098,78 | 28.925.463,59 | 22.184.337,82 | 15.031.721,47 | 7.667.614,55 | 0,00 |
| 60.784.332,40 | 62.850.916,01 | 58.058.733,72 | 52.825.060,86 | 47.329.897,41 | 41.523.243,38 | 35.405.098,78 | 28.925.463,59 | 22.184.337,82 | 15.031.721,47 | 7.667.614,55 | 0,00 |
| 15.000.000,00 | 15.000.000,00 | 15.000.000,00 | 15.000.000,00 | 15.000.000,00 | 15.000.000,00 | 15.000.000,00 | 15.000.000,00 | 15.000.000,00 | 15.000.000,00 | 7.500.000,00 | - |
| 3.500.000,00 | 3.500.000,00 | 3.500.000,00 | 3.500.000,00 | 3.500.000,00 | 3.500.000,00 | 3.500.000,00 | 3.500.000,00 | 3.500.000,00 | - | - | - |
| 42.284.332,40 | 44.350.916,01 | 39.558.733,72 | 34.325.060,86 | 28.829.897,41 | 23.023.243,38 | 16.905.098,78 | 10.425.463,59 | 3.684.337,82 | 31.721,47 | 167.614,55 | 0,00 |
| 6.681.106,05 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 67.465.438,45 | 62.850.916,01 | 58.058.733,72 | 52.825.060,86 | 47.329.897,41 | 41.523.243,38 | 35.405.098,78 | 28.925.463,59 | 22.184.337,82 | 15.031.721,47 | 7.667.614,55 | 0,00 |

Análisis de la viabilidad económico financiera y de la capacidad de creación de valor de un proyecto de energía eólica en Uruguay.

Anexo 7 – Flujos de Fondos en U\$S y EUR

| FLUJOS USD | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | | | | | | |
|------------------------|-----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| FCL | - 95.488.880,00 | - | - | 15.510.884,77 | 15.526.205,55 | 15.541.526,32 | | | | | | |
| FCD | - 77.027.000,00 | - | - | 6.812.088,23 | 6.813.476,07 | 6.814.856,37 | | | | | | |
| FCA | - 18.461.880,00 | - | - | 8.698.796,55 | 8.712.729,47 | 8.726.669,95 | | | | | | |
| FLUJOS € | | | | | | | | | | | | |
| Tipo de cambio Forward | 1,13 | 1,15 | 1,17 | 1,18 | 1,20 | 1,22 | | | | | | |
| FCD € | - 68.165.486,73 | - | - | 5.757.597,07 | 5.671.216,44 | 5.586.125,35 | | | | | | |
| TIR deuda € | 1,42% | | | | | | | | | | | |
| VAN deuda € | N/A | | | | | | | | | | | |
| FCL € | - 84.503.433,63 | - | - | 13.109.845,58 | 12.923.281,92 | 12.739.360,82 | | | | | | |
| TIR del proyecto € | 10,24% | | | | | | | | | | | |
| VAN proyecto € | 10.590.621,25 | | | | | | | | | | | |
| FCA € | - 16.337.946,90 | - | - | 7.352.248,51 | 7.252.065,48 | 7.153.235,46 | | | | | | |
| TIR accionista € | 26,77% | | | | | | | | | | | |
| VAN accionista € | 25.359.079,57 | | | | | | | | | | | |
| | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | | |
| | 15.556.847,10 | 15.572.167,87 | 15.587.488,64 | 15.602.809,42 | 15.618.130,19 | 15.633.450,96 | 15.648.771,74 | 15.664.092,51 | 15.679.413,29 | 15.694.734,06 | | |
| | 6.816.958,47 | 6.820.471,60 | 6.824.883,29 | 6.830.578,42 | 6.836.699,32 | 6.844.225,23 | 6.852.871,88 | 6.861.965,53 | 6.871.528,73 | 6.881.585,27 | | |
| | 8.739.888,63 | 8.751.696,27 | 8.762.605,35 | 8.772.230,99 | 8.781.430,87 | 8.789.225,74 | 8.795.899,86 | 8.802.126,98 | 8.807.884,56 | 8.813.148,79 | | |
| | 1,24 | 1,26 | 1,28 | 1,30 | 1,32 | 1,34 | 1,36 | 1,38 | 1,40 | 1,42 | | |
| | 5.502.893,41 | 5.422.022,81 | 5.343.042,73 | 5.266.200,41 | 5.190.782,88 | 5.117.491,84 | 5.046.054,78 | 4.975.931,17 | 4.907.108,73 | 4.839.575,76 | | |
| | 12.558.045,03 | 12.379.297,85 | 12.203.083,08 | 12.029.365,05 | 11.858.108,57 | 11.689.278,93 | 11.522.841,94 | 11.358.763,86 | 11.197.011,44 | 11.037.551,88 | | |
| | 7.055.151,61 | 6.957.275,04 | 6.860.040,36 | 6.763.164,64 | 6.667.325,69 | 6.571.787,09 | 6.476.787,16 | 6.382.832,69 | 6.289.902,71 | 6.197.976,13 | | |
| | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 |
| | 13.305.794,17 | 13.382.398,03 | 13.459.001,90 | 13.535.605,77 | 13.612.209,64 | 13.688.813,51 | 13.765.417,38 | 13.842.021,25 | 13.918.625,12 | 13.995.228,99 | 14.071.832,86 | 10.585.936,72 |
| | 6.800.906,10 | 6.856.506,92 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | 6.504.888,06 | 6.525.891,12 | 13.459.001,90 | 13.535.605,77 | 13.612.209,64 | 13.688.813,51 | 13.765.417,38 | 13.842.021,25 | 13.918.625,12 | 13.995.228,99 | 14.071.832,86 | 10.585.936,72 |
| | 1,44 | 1,47 | 1,49 | 1,51 | 1,54 | 1,56 | 1,58 | 1,61 | 1,63 | 1,66 | 1,68 | 1,71 |
| | 4.710.120,94 | 4.676.432,62 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | 9.215.227,91 | 9.127.371,04 | 9.040.055,56 | 8.953.285,32 | 8.867.063,93 | 8.781.394,74 | 8.696.280,91 | 8.611.725,34 | 8.527.730,73 | 8.444.299,58 | 8.361.434,16 | 6.194.494,66 |
| | 4.505.106,97 | 4.450.938,42 | 9.040.055,56 | 8.953.285,32 | 8.867.063,93 | 8.781.394,74 | 8.696.280,91 | 8.611.725,34 | 8.527.730,73 | 8.444.299,58 | 8.361.434,16 | 6.194.494,66 |

Anexo 8 – Tabla de Amortización del préstamo

| Amortización francesa CARENCIA TOTAL de 2 años | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Saldo vivo al comienzo del período | 78.200.000,00 | 78.200.000,00 | 80.753.237,82 | 82.785.029,66 | 77.927.768,76 | 73.042.750,92 |
| Tipo de interés | | 3,27% | 2,52% | 2,49% | 2,60% | 2,74% |
| Amortización del principal | - | 2.553.237,82 | 2.031.791,84 | 4.857.260,90 | 4.885.017,84 | 4.912.623,73 |
| Intereses | | 2.553.237,82 | 2.031.791,84 | 2.057.712,98 | 2.029.956,03 | 2.002.350,15 |
| Cuota | | - | - | 6.914.973,88 | 6.914.973,88 | 6.914.973,88 |
| Total amortizado acumulado | - | 2.553.237,82 | 4.585.029,66 | 272.231,24 | 5.157.249,08 | 10.069.872,81 |
| Saldo vivo al final de período | 78.200.000,00 | 80.753.237,82 | 82.785.029,66 | 77.927.768,76 | 73.042.750,92 | 68.130.127,19 |

| 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 68.130.127,19 | 63.175.461,47 | 58.150.533,14 | 53.037.370,98 | 47.810.306,13 | 42.460.823,36 |
| 2,88% | 2,99% | 3,10% | 3,18% | 3,27% | 3,33% |
| 4.954.665,73 | 5.024.928,32 | 5.113.162,16 | 5.227.064,85 | 5.349.482,77 | 5.500.000,91 |
| 1.960.308,15 | 1.890.045,55 | 1.801.811,71 | 1.687.909,03 | 1.565.491,10 | 1.414.972,97 |
| 6.914.973,88 | 6.914.973,88 | 6.914.973,88 | 6.914.973,88 | 6.914.973,88 | 6.914.973,88 |
| 15.024.538,53 | 20.049.466,86 | 25.162.629,02 | 30.389.693,87 | 35.739.176,64 | 41.239.177,55 |
| 63.175.461,47 | 58.150.533,14 | 53.037.370,98 | 47.810.306,13 | 42.460.823,36 | 36.960.822,45 |

| 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 36.960.822,45 | 31.287.888,56 | 25.433.081,50 | 19.387.010,58 | 13.139.808,84 | 6.681.106,05 |
| 3,36% | 3,39% | 3,42% | 3,44% | 3,47% | 3,50% |
| 5.672.933,89 | 5.854.807,06 | 6.046.070,93 | 6.247.201,74 | 6.458.702,79 | 6.681.106,05 |
| 1.242.039,99 | 1.060.166,82 | 868.902,95 | 667.772,14 | 456.271,09 | 233.867,83 |
| 6.914.973,88 | 6.914.973,88 | 6.914.973,88 | 6.914.973,88 | 6.914.973,88 | 6.914.973,88 |
| 46.912.111,44 | 52.766.918,50 | 58.812.989,42 | 65.060.191,16 | 71.518.893,95 | 78.200.000,00 |
| 31.287.888,56 | 25.433.081,50 | 19.387.010,58 | 13.139.808,84 | 6.681.106,05 | 0,00 |