

Universidad del CEMA

Maestría en Finanzas

Proyecto:

“Parque Eólico en La Patagonia”

Autores:

**Cristian Daniel Jaimes
Juan Ramiro Isaac**

Comentario introductorio

El objetivo del presente trabajo es evaluar la conveniencia económico-financiera de un proyecto de generación eólica a ser desarrollado en la Patagonia Argentina. La necesidad del país de ampliar y diversificar su matriz energética incorporando fuentes energía renovables, junto al marco regulatorio de incentivo que ha puesto en vigencia el Gobierno Nacional en 2016, sugieren el atractivo para la evaluación de este proyecto de inversión.

La metodología utilizada para la evaluación ha sido el Valor Presente Ajustado (APV) sobre los flujos de fondos proyectados contemplados en un horizonte de 15 años.

El Business Case ha sido desarrollado sobre un Caso Base cuyas premisas macroeconómicas confluyen en un escenario de “Gradualismo Fiscal con Financiamiento Suficiente”, por un lado, y cuyas premisas del propio negocio se definen, por otro lado, en base al “Precio de la Energía” y el “Factor de Producción” esperados –i.e. aquéllos de mayor probabilidad de ocurrencia.

Sobre el Caso Base, se han realizado sensibilidades del Valor Actual del proyecto frente a cambios en dichas variables definidas como “drivers” del negocio.

Adicionalmente a lo expuesto, se consideraron dos escenarios macroeconómicos alternativos: la “Necesidad de Nuevo Ajuste sin Pérdida de Control” y un “Ajuste Forzado por Corte de Financiamiento”.

En el Caso Base planteado, el proyecto tiene un valor positivo de U\$S 71 millones, una TIR del 15,5% y una TIRM 13,8%, las cuales se encuentran por encima del costo de capital estimado en 11%.

El Valor Esperado del proyecto, ponderando cada escenario macroeconómico por su probabilidad de ocurrencia, es de U\$S 74 millones. El rango de valores del proyecto es de U\$S 71 millones en el Caso Base descrito hasta un valor de U\$S 75 millones para el escenario de “Corte de Financiamiento”.

Si se tienen en cuenta la función de distribución de las dos variables del negocio y su impacto según cada escenario macroeconómico, el valor del proyecto puede alcanzar como máximo un valor positivo de U\$S 160 millones y un mínimo negativo de U\$S 4 millones.

Fuentes de información

- Información sobre la industria energética
 - *Renewable Energy World* – Argentina Launches Innovative Renewables Program
 - *El Cronista*, “El Gobierno impulsa la comercialización de energía renovable entre privados”
 - Informe de *KPMG* “*Inversiones en fuentes de generación en el sector energético nacional*”
 - Informe de *Puente* “Power Generation sector in Argentina”, Equity and Credit Research
 - *Resolución Secretaría de Energías Renovables*, “*Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable*”.

- Regulaciones del sector de renovables en Argentina
 - Pliego De Bases Y Condiciones Del Programa Renovar Ronda 1
 - Convocatoria Abierta Nacional E Internacional En El Marco De La Resolución Meym N° 136/2016 “Abastecimiento De Energia Eléctrica A Partir De Fuentes Renovables A Través De Cammesa En Representación De Los Agentes Distribuidores Y Grandes Usuarios Del Mercado Eléctrico Mayorista”
 - Pliego De Bases Y Condiciones Del Programa Renovar Ronda 2
 - Contrato De Fideicomiso, Fondo Para El Desarrollo De Energías Renovables, El Estado Nacional, A Través Del Ministerio De Energía Y Minería, Como Fiduciante Foder, Y Como Autoridad De Aplicación, Banco De Inversión Y Comercio Exterior S.A., Como Fiduciario, 5 De Agosto De 2016
 - Decreto 531/2016, Régimen De Fomento Nacional Para El Uso De Fuentes Renovables De Energía Destinada A La Producción De Energía Eléctrica. Reglamentación, 30/03/2016
 - Decreto 882/2016, Cupo Fiscal Para El Ejercicio 2016, 21/07/2016
 - The World Bank, Support To Argentina’s Fund For The Development Of Renewable Energy – Foder, August 8, 2016
 - Ley 26190/2006 Régimen De Fomento Nacional Para El Uso De Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, Diciembre 6 de 2006
 - Ley 27191/2015 Modificaciones A La Ley 26.190, “Régimen De Fomento Nacional Para El Uso De Fuentes Renovables De Energía Destinada A La Producción De Energía Eléctrica”
 - Resolución Meym N° 071/2016 Inicio Del Proceso De Convocatoria Abierta Para La Contratación En El Mercado Eléctrico Mayorista (Mem) De Energía De Fuentes Renovables De Generación (Programa Renovar)
 - Resolución Meym N° 072/2016 Procedimiento Para La Obtención Del Certificado De Inclusión En El Régimen De Fomento De Las Energías renovables.

- Resolución 106/2016, Energía Eléctrica de Fuentes Renovables. Convocatoria Abierta. Prórroga, 13/06/2016
 - Resolución 136/2016, Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista (Mem) De Energía Eléctrica De Fuentes Renovables De Generación –El “Programa Renovar (Ronda 1) ”Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (Cammesa) en representación de los Distribuidores y grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (Mem), 25 De Julio De 2016
 - Resolución 147/2016, Resolución Aprobación Contrato De Fideicomiso Renovar
 - Resolución Conjunta Ministerio de Energía y Minería y Ministerio de Producción 123/2016 Y 313/2016 Listado de Bienes con sus Correspondientes Posiciones Arancelarias en La Nomenclatura Común Del Mercosur (N.C.M.)
- Proyecciones y datos históricos económicos de generación de energía
 - INDEC – Índice de Precios al Consumidor
 - <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=4127Publica>
 - <http://portalweb.cammesa.com/pages/renovar.aspx>
 - <https://www.minem.gob.ar/www/833/25413/renovar-programa-de-energias-renovables.html>
 - Boletín Oficial – Programa RenovAr, Pliego de Bases y Condiciones, 17 de agosto de 2017.
 - <https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar.html>
 - Ministerio de Energía y Minería, República Argentina, RenovAr, Plan de Energías Renovables, Llamado a Convocatoria Abierta Nacional e Internacional, Julio de 2016
 - *Reporte de Ministerio de Finanzas* – Evolución trimestral del PBI
 - Fuentes de medios públicos
 - *La Nueva*, “Qué es y cuáles son los objetivos del plan RenovAr”, 21/05/2016
 - *La Nación*, “El Gobierno lanzó la segunda convocatoria para el programa RenovAr”, 17 de agosto de 2017
 - *El Cronista*, Más participación nacional en RenovAr 2.0, 13 de Julio de 2017
 - *El Cronista*, Gobierno lanza convocatoria para generar energía de fuentes renovables, 17 de Agosto de 2017
 - *El Cronista*, Energía verde: ya funciona a pleno el primer proyecto Renovar, 22 de Julio de 2017
 - *El Cronista*, La contienda renovable, región por región, 21 de Septiembre de 2016
 - *El Cronista*, Energías renovables en Argentina, ¿cuestión de precio?, 21 de Septiembre de 2016
 - *El Cronista*, Programa Renovar: Arranca la competencia, 20 de Julio de 2016

- *El Cronista*, Con garantías del Banco Mundial, lanzan el Renovar 2, 10 de Agosto de 2017
- *El Cronista*, Las claves de la licitación para generar 1200 MW de energías renovables 18 de Agosto de 2017
- *Ámbito Financiero*, Gobierno lanza fase dos del programa para producir energía con fuentes renovables 9 de Agosto de 2017
- *Ámbito Financiero*, Energías renovables: convocan a interesados para el Programa Renovar, 26 de Julio de 2016
- *Ámbito Financiero*, Comienzan a discutir proyecto de contratos de compra para energía renovable, 5 de Junio de 2017
- *Ámbito Financiero*, El BICE destinará u\$s 200 M para apoyar el desarrollo de energías renovables, 21 de Agosto de 2017
- *Ámbito Financiero*, Gobierno lanza su apuesta por la energía renovable, 19 de Mayo de 2016
- *Ámbito Financiero*, Se abrieron sobres de licitaciones para energías renovables, 30 de Septiembre de 2016
- *Ámbito Financiero*, Macri lanzó plan de energías renovables y fijó objetivo de generar 20% en 2025, 18 de Mayo de 2016

I.	Definición Conceptual	6
	Descripción del proyecto y justificación del negocio.....	6
	Estudio del sector	8
	Posicionamiento del proyecto (FODA)	17
II.	Estimación y Evaluación	18
	Identificación de variables claves.....	18
	Análisis y condiciones de rentabilidad del proyecto	24
	Premisas y supuestos del “Caso Base”	28
	Evaluación económico-financiera del “Caso Base”	32
III.	Análisis de Riesgo	36
	Formulación de escenarios alternativos.....	36
	Análisis de sensibilidad y riesgo	369
IV.	Financiamiento	42
	Propuesta de financiamiento.....	422
V.	Conclusiones y Recomendaciones	43
	Conclusiones y Recomendaciones del Business Case.....	433
VI.	Anexos.....	45
	Estados financieros proyectados.....	46
	Cuadros accesorios	51

I. Definición Conceptual

Descripción del proyecto y justificación del negocio

Una gran cantidad de años de políticas energéticas deficientes en el país han tenido como resultado que en la actualidad el sector energético resulte no sólo saturado, sino también ineficiente. Adicionalmente, los picos de demanda han tenido incrementos consistentes y sostenidos año tras año desde la crisis de 2001-2002.

Este crecimiento no se vio acompañado por un incremento en la disponibilidad de capacidad instalada, llevando al sistema al límite. Los costos marginales de generación son altos debido a una combinación de una alta necesidad de inversión en tecnologías nuevas y más eficientes, así como una escasez de suministro de gas natural para ciclos combinados y turbinas de gas.

En este marco, la reorganización del sector de generación de energía ha sido planteada como una prioridad estratégica por el Gobierno Nacional asumido a fines de 2015, lo cual traerá oportunidades para la inversión privada.

El presente trabajo consiste en la evaluación de un proyecto de inversión referido a la construcción, equipamiento e instalación de un parque de generación de energía renovable de fuente eólica. El mismo tiene como objetivo abastecer la creciente demanda local de energía por parte de los diferentes sectores tanto residenciales como industriales.

La producción se estimará para el abastecimiento local, donde se encuentra el principal objetivo a abastecer como política nacional.

La inversión inicial para la construcción y puesta en marcha del parque es de \$156 millones de dólares, cuya instalación demandará entre 16 y 18 meses. *A priori*, la capacidad instalada será de aproximadamente 100 MW.

El proyecto de construcción del Parque Eólico “El Ventanal” estará ubicado en el partido de Coronel Dorrego, en un lote de 1,500 hectáreas dentro del ámbito rural, al sur de la Provincia de Buenos Aires. Tal emprendimiento será presentado para su desarrollo a un grupo operador internacional con experiencia en la operación de unidades de generación de fuentes renovables.

Los proyectos de desarrollo de este tipo de parques eólicos responden a la necesidad de encontrar nuevas alternativas de generar energía eléctrica que resulten amigables con el medio ambiente, reemplazando tecnologías que requieren el uso de recursos no renovables, tal cual lo expresado en las leyes 26.190 y 27.191 de incentivo al sector recientemente sancionadas y su correspondiente decreto reglamentario.

Este tipo de emprendimientos, como modo de promoción del empleo de la energía eólica, implica una serie de beneficios sociales y económicos, dado que se genera un ahorro en el uso de las reservas de combustible fósiles en general, un aporte al uso racional de la energía, puestos de trabajo, mayores ingresos y un ahorro de divisas, contribuyendo al desarrollo de la economía local.

En función de los potenciales beneficios que representa el proyecto, el sitio seleccionado para su instalación se inserta dentro de un ámbito rural localizado a 50 km de la ciudad de Bahía Blanca, y constituye, de acuerdo a estudios y análisis técnicos, un lugar indicado que reúne las condiciones climáticas y características específicas necesarias para asegurar el éxito del proyecto.

El Parque Eólico “El Ventanal” contemplado la instalación de un máximo de 50 aerogeneradores con una potencia total estimada cercana a los 100MW. Para su interconexión con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) se prevé la construcción de una Estación Transformadora (ET) que se conectará a través de una línea de 132kV de aproximadamente 40 km de longitud.

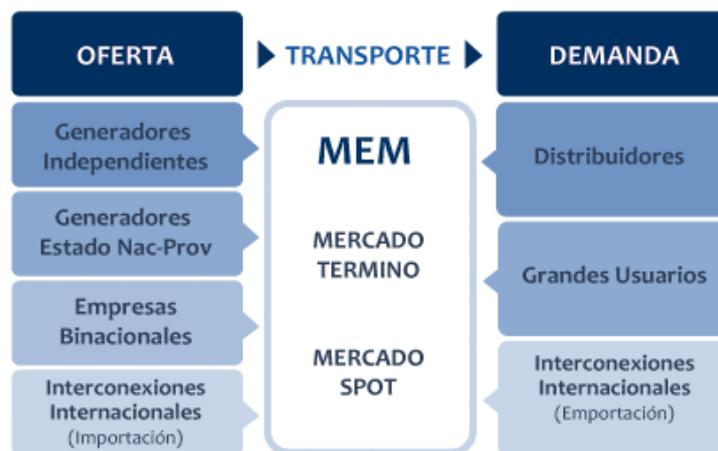
El programa de implementación de la inversión comenzaría aproximadamente dos meses *a posteriori* a la firma de un contrato de abastecimiento de energía (“Power Purchase Agreement”) con la Compañía de Administración del Mercado Mayorista de Electricidad S.A. (CAMMESA) en el marco del proceso licitatorio correspondiente al Programa RenovAr organizado por el Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MinEyM).

Estudio del sector

El sector eléctrico argentino es un mercado regulado cuyo diseño está orientado a lograr los siguientes objetivos:

- Alentar la participación de las inversiones privadas.
- Premiar la eficiencia y penalizar las indisponibilidades.
- Monopolios regulados para transmisión y distribución.
- Mercado competitivo para la generación.
- Garantizar el libre acceso y confiabilidad de las instalaciones de transporte y distribución.
- Proteger los derechos de los usuarios y controlar la calidad de servicio.
- Tarifas justas y razonables.

La oferta y la demanda del mercado eléctrico se encuentran estructuradas según el siguiente esquema:



La Secretaría de Energía Eléctrica (SENER) es la responsable de fijar las políticas, mientras que el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), tiene a su cargo la regulación y supervisión general del sector bajo control federal. El ENRE y los reguladores provinciales fijan las tarifas y supervisan que los agentes de transmisión y distribución cumplan con las normas de seguridad, calidad, técnicas y ambientales.

La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) administra el mercado eléctrico mayorista. Sus principales funciones incluyen la operación y despacho de la generación y el cálculo de precios en el mercado spot, la operación en tiempo real del sistema eléctrico y la administración de las operaciones comerciales en el mercado eléctrico.

El Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), entre sus tareas está asesorar a los gobiernos nacional y provinciales en asuntos relacionados con la industria de la energía, servicios de energía públicos y privados, prioridades en la ejecución de nuevos proyectos y estudios, concesiones y autorizaciones, y tarifas y precios de la electricidad. También asesora sobre modificaciones en la legislación del sector energético.



Las funciones de generación, transmisión y distribución están abiertas al sector privado. Asimismo, la legislación argentina garantiza el acceso a la red a fin de crear un entorno competitivo para permitir que los generadores sirvan a clientes de cualquier lugar del país.

Segmento Generación

La generación de energía eléctrica está sujeta a las reglas de competencia del mercado. Está definida como de Interés Público pero no como Servicio Público. La regulación sobre esta actividad debe alcanzar a lo atinente a los aspectos que afectan al interés público, como ser calidad y cuidado ambiental.

Los ingresos son principalmente por la venta de Energía, y la Potencia Puesta a Disposición del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) administrado por CAMMESA. Existe opción de participar en Mercado Spot y Mercado a Término.

Segmento de transmisión

El transporte de electricidad materializa el mercado logrando que se amplíe y perfeccione, evitando la volatilidad de los precios, e incrementa la posibilidad de abastecimiento con calidad

El transporte mejora de la competitividad del mercado en ambos extremos: en la Oferta propiciando la competencia entre generadores y en la Demanda mejorando confiabilidad y seguridad de abastecimiento.

Segmento de distribución

La Distribución es un Servicio Público con carácter de empresas monopólicas. Los Distribuidores están obligados a permitir el libre acceso a sus instalaciones. En este segmento se fijan “regulaciones” para simular señales económicas en un mercado de competencia.

La responsabilidad de abastecimiento a los usuarios finales se fija en el sector de Distribución. Los Distribuidores definen la calidad de servicio deseado asumiendo las inversiones de expansión en el sistema de Transmisión y Distribución. Poseen Tarifas Reguladas definidas por el ENRE y por la Secretaría de Energía.

Principales empresas del sector

La generación de electricidad es producida por compañías privadas y estatales. Las centrales en poder del sector público corresponden a la generación nuclear y a las dos plantas hidroeléctricas binacionales: Yacyretá (Argentina-Paraguay) y Salto Grande (Argentina-Uruguay). Por su parte, el sector privado de generación está altamente fragmentado, con más de diez grandes compañías relevantes, todas por debajo del 15% de la capacidad total del sistema. Entre los jugadores privados más importantes se encuentran los grupos energéticos Pampa, Central Puerto, Enel, Aes, Endesa, YPF y Pan American Energy.

Los generadores de electricidad la venden en el mercado mayorista, operado por CAMMESA.

En transmisión, todo el país se encuentra desde 2012 conectado al Sistema Interconectado Nacional (SADI) asignado a la empresa CAMMESA. La empresa privada Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (Transener) opera el 100% la red de transmisión.

En el segmento de la distribución, Edenor, Edesur y Edelap dominan el 75% del mercado. Las empresas distribuidoras importantes a nivel provincial son: EPE (Empresa Provincial de la Energía, de la provincia de Santa Fe), EPEC (Empresa Provincial de Energía de la provincia de Córdoba), entre las empresas estatales, y ESJ (Energía San Juan), EDET (Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán), EDEN (Empresa Distribuidora de Energía Norte), EDEA (Empresa Distribuidora de Energía Atlántica), EDES (Empresa Distribuidora de Energía Sur), EJE SA (Empresa Jujeña de Energía), EDEMSA (Empresa distribuidora de energía eléctrica mendocina sociedad anónima), entre las empresas privadas.

Desde la privatización de la mayoría de las empresas distribuidoras de energía, las tarifas eléctricas en Argentina eran muy inferiores al promedio de América Latina, y hasta la llegada del actual Gobierno Nacional, prácticamente no se habían modificado las tarifas. En enero de 2016 con la llegada del nuevo gobierno se decidió aumentar las tarifas, ya que la electricidad estaba subsidiada hasta el 85% de su valor real, por lo que los valores que abonaban sus clientes eran extremadamente bajos, la idea del gobierno es llegar al 0% de subsidio para 2019.

Capacidad instalada

En la actualidad el 61% de la capacidad instalada de energía de Argentina encuentra su explicación en generadores térmicos, un 31% son generados por plantas hidroeléctricas, 5% por medio de plantas nucleares; las energías renovables representan una posición marginal en la matriz de generación eléctrica con sólo un 3%.

La evolución de la capacidad instalada desde 2002 en Argentina muestra que los generadores térmicos como las centrales hidroeléctricas son las que explican más del 90% de la misma.

Evolución de la capacidad instalada

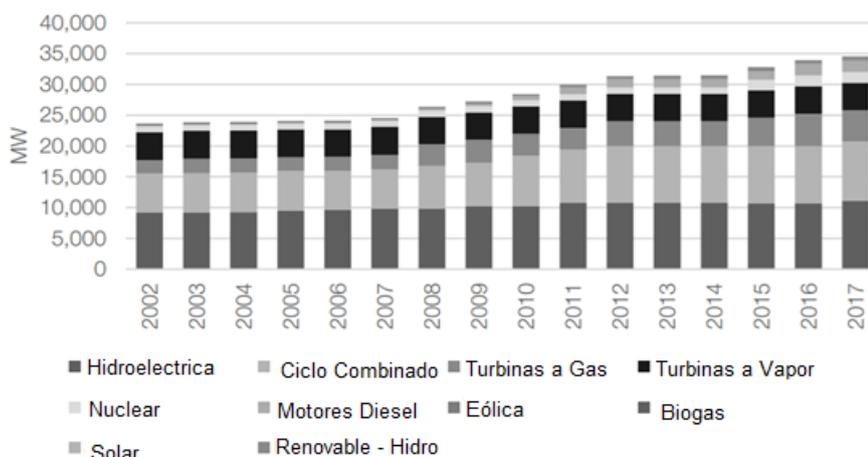


Gráfico I: evolución de la capacidad instalada en Argentina por fuente de generación desde 2002 hasta 2017.

Asimismo, durante el año 2016, el 67% de toda la electricidad generada (alrededor de 137TWh) provino de centrales térmicas y 27% de hidroeléctricas.

Capacidad instalada por fuente

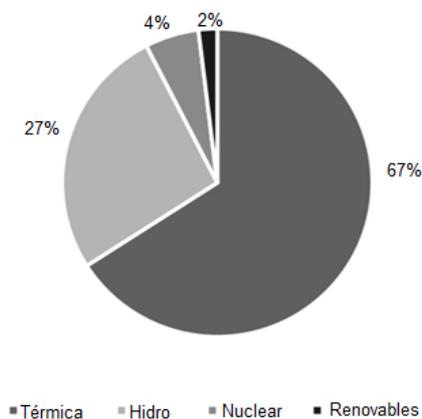


Gráfico II: participación de las distintas fuentes de generación tradicionales y renovables en la matriz energética argentina.

La actual dependencia de la matriz energética de la generación por medio de centrales térmicas trae con ella un alto costo marginal de generación. Así como algunas de las plantas son ineficientes, el precio regulado del gas natural utilizado en las centrales térmicas es elevado (entre 4,38 USD/MMBtu y 5,53 USD/MMBtu) y los costos de combustibles alternativos tales como el gasoil y el fuel son aún más costosos (i.e. 12 USD/MMBtu y 10 USD/MMBtu respectivamente).

Estos hechos muestran la razón de la inclusión de energías renovables en la matriz energética del país. No sólo por la reducción de los costos marginales de producción debido a la no utilización de algún combustible adicional, sino también porque la capacidad instalada disponible se encuentra muy lejos de ser adecuada para abastecer la demanda.

Curva de despacho en Argentina

Existen diferentes tecnologías de generación de energía y no todas ellas se encuentran incluidas dentro de la curva económica de despacho; como se puede observar en la tabla siguiente, sólo las plantas de generadores térmicos son parte de dicha curva. Por lo tanto, basados en los costos marginales se han seleccionado sólo los generadores térmicos.

Despacho por tecnología

Tecnología de generación	Tipo de Despacho	Despacho Económico
Nuclear	Continuo	NO
Hidroeléctrica Curso de Río	Prioridad	NO
Presa Hidroeléctrica	Prioridad/Estrategico	NO
Renovables	Prioridad	NO
Termica Ciclo Combinado	A demanda	SI
Térmica Gas	A demanda	SI
Térmica Vapor	A demanda	SI
Termica Diesel	A demanda	NO

Cuadro I: determinación de los tipos de despacho según la tecnología de generación correspondiente.

La curva económica de despacho se muestra en el siguiente gráfico.

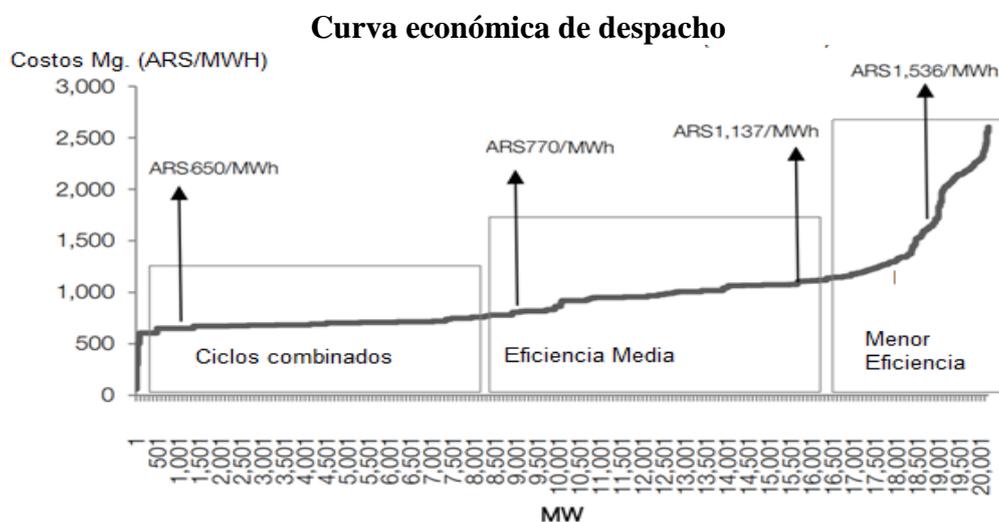


Gráfico III: la curva económica de despacho queda determinada en función de los costos marginales de generación en función de la tecnología, lo cual plantea los niveles de eficiencia relativos.

Por su parte, la curva de suministro u oferta de generación de energía incluye otras fuentes como la hidroeléctrica, nuclear y energía renovable:

Curva de suministro de generación actual y proyectado a 2025

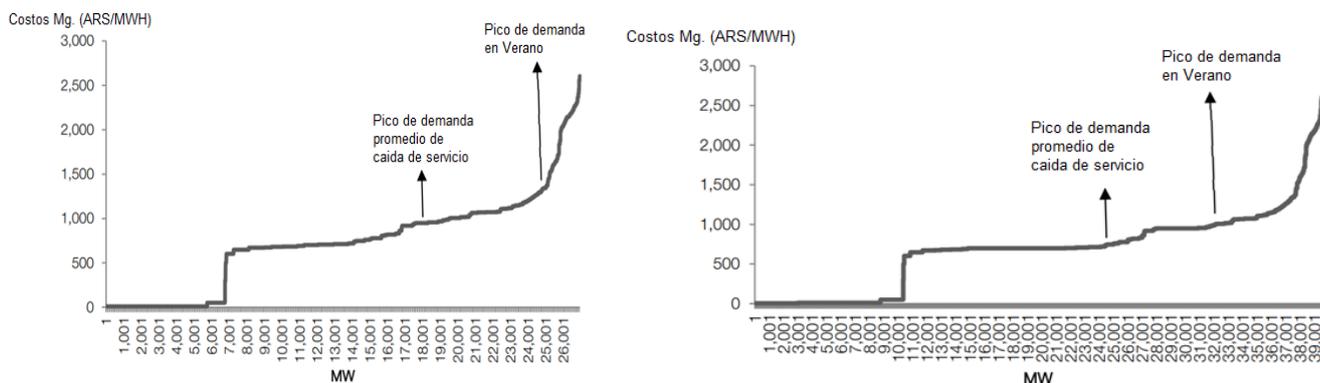


Gráfico IV: comparación entre las curvas de suministro de generación de 2017 y 2025 que ilustra las necesidades de generación a partir de fuentes menos eficientes para satisfacer los picos de demanda.

En conclusión, la inclusión de capacidad adicional, tanto por medio de energías renovables como convencionales, es necesaria para la red eléctrica argentina, más aún en un contexto donde la importación de energía de países vecinos se encuentra muy limitada.

La adición de fuentes no fósiles en un país con vastos y atractivos recursos naturales como Argentina podría diversificar la matriz de generación de energía, eventualmente traer disminución de costos y empujar algunos activos térmicos ineficientes fuera de la red. Sin embargo, las restricciones impuestas por el transporte, la infraestructura y la capacidad de interconexión también deberán ser abordadas.

Inclusión de la energía renovable en la matriz energética argentina

Independientemente de si proyectos de energías renovables, bajo algunas circunstancias, puedan no ser competitivos en comparación con alternativas convencionales, es necesario observar la totalidad del panorama del sector. En este sentido, frente al incremento de demanda esperado, los proyectos de energía renovable complementarán a los proyectos convencionales de manera tal que Argentina cuente con una matriz energética más balanceada que se abastezca de los vastos recursos naturales de los que dispone.

La inclusión de energías renovables como parques eólicos implicará, indefectiblemente, un desarrollo federal que beneficiará a todo el país y donde la discusión de precios no deberá ser el único factor de peso.

El Programa RenovAr

Argentina ha tomado como política de Estado el desarrollo de las energías renovables. La sanción y consecuente promulgación de la Ley 27.191 “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía” se efectuó en 2015 y su reglamentación a través del decreto reglamentario 531 y posteriores resoluciones del Ministerio de Energía y Minería se completaron en 2016. La contribución al crecimiento de energías limpias goza de un amplio consenso social en el país.

RenovAr es un plan nacional cuyo objetivo es transformar la matriz energética Argentina para cuidar el ambiente. La primera etapa del plan implica más que duplicar la potencia instalada de energías renovables en Argentina. Asimismo, persigue el objetivo de reducir dos millones de toneladas de dióxido de carbono por año y, a su vez, ahorrar \$300 millones de dólares por combustibles que dejarán de ser importados al generar esta energía limpia.

En la actualidad, Argentina cuenta con una capacidad instalada cercana a los 800 megavatios para la generación de energía renovable, lo cual implica que las energías renovables proveen sólo el 1,8 por ciento de la demanda eléctrica nacional. El nuevo marco regulatorio para el sector se fija como meta elevar progresivamente la oferta hasta alcanzar un 4,5 por ciento en 2019 y un 20 por ciento, equivalente a 10 mil megavatios, en 2025.

Por otra parte, mediante la resolución 72/2016 se aprobó el “Procedimiento para la Obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables”, que será aplicable a los titulares de proyectos de inversión y/o concesionarios. Los mismos obtendrán el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables y los beneficios promocionales solicitados, en caso de resultar adjudicatarios y celebrar contratos de abastecimiento de energía eléctrica respectivo con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), empresa encargada de la organización del despacho de electricidad a nivel nacional, la cual funciona como ente contratante de potencia instalada y electricidad generada. La norma también aprueba el “Procedimiento para el control de las inversiones y la aplicación de los beneficios fiscales”, aplicable a todos los beneficiarios del régimen de fomento de las energías renovables.

La Ley declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.

El Programa RenovAr plantea los siguientes incentivos fiscales para hacer más atractivo el sector de generación de energía eléctrica de fuentes renovables para la iniciativa del sector privado:

- Exención de aranceles a la importación de equipos, partes, repuestos, componentes y materias primas
- Amortización acelerada
- Devolución anticipada de IVA
- Exención del Impuesto a las Ganancias Mínimas Presuntas
- Exención del Impuesto a los Dividendos ante la reinversión en infraestructura
- Deducción de la carga financiera en el Impuesto a las Ganancias
- Certificado Fiscal sujeto a acreditación de componente nacional y transferibles a terceros.

Asimismo, el programa incluye los siguientes incentivos para el desarrollo de la industria nacional:

- Prioridad de acceso a financiamiento vía el “Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables” (FODER)
- Certificado Fiscal por el 20 por ciento de la integración nacional con un mínimo de un 30 por ciento
- Incentivos a los proveedores locales
- Exención de aranceles a la importación de bienes de capital, partes componentes y materias primas

El Ministerio de Energía y Minería evalúa y aprueba el ingreso de los proyectos al Régimen de Fomento. Los beneficios son decrecientes para incentivar la rápida ejecución de los proyectos. A fin de dar certidumbre en el otorgamiento de los beneficios, se establece un cupo total por tecnología y un monto máximo por MW que asegura su disponibilidad.

Energía renovable de fuente eólica

En la actualidad el Ministerio de Energía y Minería, por medio de instrucciones a CAMMESA, lleva adelante las rondas de licitación en el marco del programa RenovAr con el objeto de llevar a cabo la calificación y la eventual adjudicación de ofertas para la celebración de contratos de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables.

A la fecha del presente estudio, CAMMESA ha realizado las primeras dos rondas de convocatoria a la presentación de proyectos de generación renovable. Cabe destacar que las adjudicaciones realizadas mediante dichas rondas han sido en su mayoría casi absoluta proyectos de parques eólicos distribuidos en diversas zonas del país, desde Provincia de Buenos Aires, Córdoba, La Pampa, Neuquén, Río Negro, La Rioja, Chubut y Santa Cruz.

Proyectos renovables por tecnología

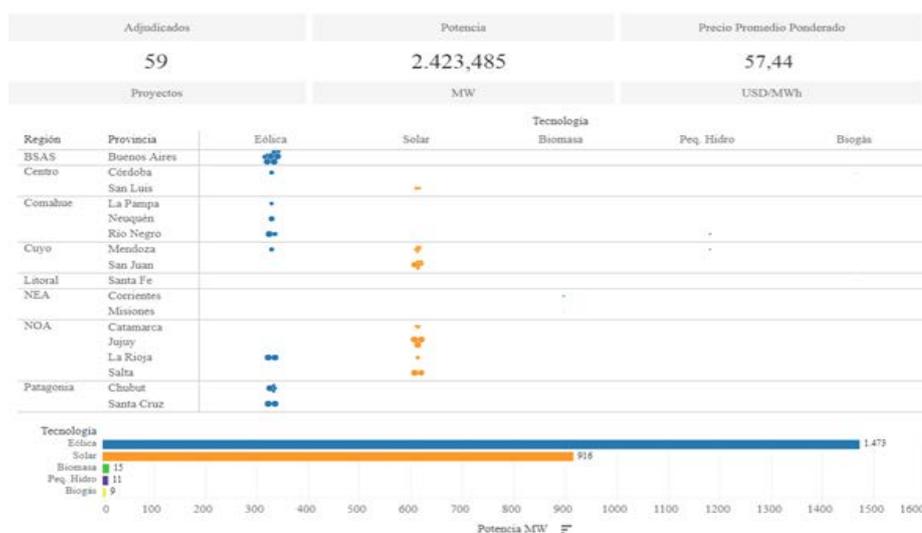


Gráfico V: distribución de los proyectos renovables por tecnología que muestra la predominancia de los parques eólicos tanto en cantidad como en tamaño medido por capacidad instalada.

Parte de la razón por la que estos proyectos han atraído tanto interés se puede encontrar en los ajustes de precios adjudicados y los beneficios fiscales. El objetivo del incentivo es impulsar y estimular la pronta instalación y puesta en marcha comercial de las centrales mediante el aumento nominal del precio adjudicado que mejora los ingresos y la situación financiera de los proyectos.

Listado de proyectos adjudicados (rondas 1 y 1.5)

Región	Provincia	Oferente	Nombre del proyecto	Potencia	Precio
Patagonia	Santa Cruz	EREN	P.E.Viento de los Hercules	97,200	62,88
BSAS	Buenos Aires	GENNEIA	P.E.Villalonga	50,000	54,96
Patagonia	Chubut	GENNEIA	P.E.Chubut Norte	28,350	66,00
Comahue	Río Negro	GENNEIA	P.E.Pomona I	100,000	54,88
BSAS	Buenos Aires	ENVISION/SOWITEC	P.E.Garcia del Rio	10,000	49,81
Comahue	Río Negro	ENVISION	P.E.Cerro Alto	50,000	56,98
Comahue	Neuquén	ENVISION	P.E.Los Meandros	75,000	53,88
BSAS	Buenos Aires	ENVISION	P.E.Viento del Secano	50,000	49,08
Comahue	La Pampa	FACUNDO FRAVEGA	P.E.La Banderita	36,750	49,98
Patagonia	Santa Cruz	PETROQUIMICA COMODO.	P.E.Del Bicentenario	100,000	49,50
Patagonia	Chubut	PAE/3GAL	P.E.Garayalde	24,150	59,00
Patagonia	Chubut	ISOLUX ING. S.A.	P.E.Loma Blanca G	100,000	53,53
BSAS	Buenos Aires	ISOLUX ING. S.A.	P.E.Miramar	97,650	56,38
Cuyo	Mendoza	EMPRESA MDOCINA DE.	P.E.El sosneado	50,000	55,00
Patagonia	Chubut	ENAT/SEG/OTAMENDI	P.E.Kosten	24,000	59,41
BSAS	Buenos Aires	CP RENOVABLES S.A.	P.E.La Castellana	99,000	61,50
Centro	Córdoba	CP RENOVABLES S.A.	P.E.Achiras	48,000	59,38
BSAS	Buenos Aires	C.T. LOMA DE LA LATA	P.E.Corti	100,000	58,00
BSAS	Buenos Aires	SINOHYDRO	P.E.Pampa	100,000	46,00
NOA	La Rioja	PARQUE EOLICO ARAUCO	P.E.Arauco II (Etapa 1y2)	99,750	67,19
NOA	La Rioja	PARQUE EOLICO ARAUCO	P.E.Arauco II (Etapa 3y4)	95,000	56,67
BSAS	Buenos Aires	CENTRAL DE LA COSTA	P.E.Vientos de Necochea I	37,950	55,50

Cuadro II: proyectos adjudicados por CAMMESA en la ronda 1 del programa RenovAr y la segunda oportunidad de licitar mejores precios denominada 1.5.

Como se mencionó con anterioridad, uno de los atractivos fundamentales de este tipo de proyectos se basa en la obtención de beneficios fiscales tales como exención de impuestos a la importación, amortización fiscal acelerada para determinados activos, devolución anticipada de IVA, exención del impuesto a la ganancia mínima presunta, exención del impuesto a los dividendos, prescripción de los quebrantos en el impuesto a las ganancias en el décimo período, deducción fiscal de la totalidad de gastos financieros, crédito fiscal sobre el CAPEX suministrado localmente.

Posicionamiento del proyecto: Fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas del proyecto (FODA)

Matriz FODA

A continuación presentamos la matriz de fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas del proyecto. Del mismo surgen las estrategias a potenciar y desarrollar (claves del proyecto bajo análisis) y las amenazas a mitigar o aceptar como parte del riesgo de negocio.

Fortalezas
<ul style="list-style-type: none">▪ Ubicación del predio▪ Recurso eólico de la locación▪ Cercanía al nodo de la red de transmisión
Oportunidades
<ul style="list-style-type: none">▪ Demanda insatisfecha de energía eléctrica▪ Incentivos fiscales▪ Posibilidad de firmar contratos de compra-venta de energía a largo plazo tanto con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico como con grandes usuarios electricidad en forma privada
Debilidades
<ul style="list-style-type: none">▪ Falta de integración con fabricantes de aerogeneradores▪ Acceso a fuentes de financiamiento promocionales
Amenazas
<ul style="list-style-type: none">▪ Competencia de jugadores internacionales (europeos y asiáticos)▪ <i>Default</i> por parte del Estado Nacional

Estrategia competitiva

El desarrollo del proyecto responde a una estrategia proactiva basada en el aprovechamiento del programa de promoción que permite asegurar un volumen de demanda consistente con la utilización plena de la capacidad instalada a precios establecidos en dólares durante un plazo compatible con la amortización de la inversión realizada.

II. Estimación y Evaluación: Análisis Monoperíodo

Identificación de variables clave

Las principales variables que tienen impacto en la rentabilidad del negocio son las siguientes:

- **Ingresos por ventas:** las variables que definen el monto de ventas son (a) la curva de generación de energía anual y (b) el precio monómico de la energía por MWh generado. Para el presente proyecto, se calcula la demanda a partir de la capacidad instalada. Las ventas están sujetas a la estacionalidad que surge de los estudios del recurso disponible.
- **Costos de operación y mantenimiento:** las variables claves que surgen de la operación de la central (a) el margen bruto (el precio es determinado por la licitación, el proyecto es tomador de precios al costo más un *mark-up*), (b) días de cobro de las facturas emitidas a CAMMESA.
- **Inversión en capital fijo:** el ítem con mayor elasticidad respecto del ROIC es el capital fijo. Éste ítem incluye las obras civiles, los aerogeneradores, la sub-estación y la línea de transmisión de 132 KV.
- **Impuestos:** resulta significativo el incentivo que afecta la carga efectiva del impuesto a las ganancias en función de la aceleración de la amortización de los activos fijos del proyecto así como también la devolución del IVA correspondiente a la inversión y la exención de impuesto provinciales.

Precio de la energía

La electricidad es un *commodity* que se comercializa en un mercado con ciertas regulaciones. El precio de la energía generada se determina por medio de mecanismos de compulsa de precios en el marco de licitaciones públicas -en este caso convocadas por CAMMESA como *off-taker* de los proyectos adjudicados. La competencia entre los patrocinadores de los proyectos determina el precio de corte que establece CAMMESA en función del volumen de energía establecido a comprar.

Los contratos de abastecimiento de energía con CAMMESA se encuentran nominados en dólares por lo cual los ingresos medidos en moneda local siguen al tipo de cambio. Asimismo, los contratos prevén una cláusula de ajuste que aproxima la inflación esperada en dólares e incluyen un incentivo de precio en función del plazo de implementación para la puesta en marcha de los proyectos.

Volumen de generación

El volumen de venta de energía generada está asegurada por el contrato de abastecimiento de energía firmado con CAMMESA. El dimensionamiento de la capacidad instalada del parque es consistente con la posibilidad de vender toda la

generación a través de dicho contrato. En este sentido, el proyecto no depende de la consecución de otros clientes para la colocación en el mercado de la energía producida.

Costo de operación y mantenimiento

A diferencia de otras centrales de generación de energía eléctrica, las cuales requieren la compra de combustibles, gas natural u otro tipo de insumos renovables tales como material de biomasa y residuos orgánicos, el recurso principal de un parque eólico es gratuito, no debiendo afrontar un costo dado por el precio de los insumos energéticos en sus mercados correspondientes. El resto de los costos operativos son los costos de operación y mantenimiento del parque, los seguros, el alquiler del terreno y los gastos administrativos.

La estructura de costos operativos estimada para el proyecto es la siguiente (en valores anuales):

Costo operativos

Item	Moneda	Monto	Porc.
Alquiler Tierra	US\$ MM	0,3	4,6%
Personal	US\$ MM	0,4	6,2%
O&M	US\$ MM	2,1	32,3%
Seguros	US\$ MM	1,3	20,0%
Gastos administrativos	US\$ MM	0,9	13,8%
Gastos varios	US\$ MM	1,6	24,6%
Total Costos Operativos	US\$ MM	(6,5)	100%

Cuadro III: desagregación de rubros de costos operativos necesarios para generar el volumen de electricidad previsto para el proyecto.

Depreciaciones

Los activos fijos se deprecian en un promedio de 14 años considerando el incentivo correspondiente a la depreciación acelerada que otorga el marco legal para proyectos renovables.

Impuestos

El impuesto a las ganancias tiene una alícuota general del 35%. El impuesto al valor agregado tiene un beneficio dado por la devolución anticipada del crédito a favor correspondiente a los costos de la inversión en capital fijo. La alícuota para la etapa de operación es 21%. El impuesto al cheque aplica 0,6% de los créditos y débitos por transferencias bancarias.

Los aranceles de importación están considerados bajo el esquema de incentivo que permite la importación de aerogeneradores o sus partes constituyentes a ser ensambladas localmente. De manera que no se considera derecho de importación para el equipamiento principal del proyecto.

A nivel provincial, el impuesto a los ingresos brutos se encuentra exento así como también el impuesto a los sellos.

Inversión total

El presupuesto de la inversión inicial a realizar incluyendo las obras civiles, los aerogeneradores, la sub-estación y la línea de transmisión es el siguiente:

Inversión total en capital fijo

Rubro	Moneda	Monto	Porc.
Ingeniería y Dirección de Obra	MM US\$	1,5	1,0%
Obras Civiles	MM US\$	35,0	22,4%
Equipamiento de Generación	MM US\$	90,0	57,6%
<i>Nacional</i>	MM US\$	-	-
<i>Extranjero</i>	MM US\$	90,0	57,5%
Instalación Eléctrica	MM US\$	10,0	6,4%
Estación Transformadora	MM US\$	15,0	9,6%
<i>Nacional</i>	MM US\$	9,0	3,2%
<i>Extranjero</i>	MM US\$	6,0	6,4%
Contingencias	MM US\$	5,0	3,2%
Total	MM US\$	156,5	100%

Cuadro IV: desagregación de rubros de inversión en capital fijo necesarios para la instalación del parque de generación.

Inversión en mantenimiento

Dada las características técnicas de las instalaciones y el equipamiento operativo del proyecto, el capex de sostenimiento es considerado como parte de los costos de operación y mantenimiento descriptos anteriormente.

A modo de resumen general del análisis, se presenta a continuación el cuadro de las variables de ingresos y costos, resumiéndolas finalmente en su contribución a la generación de NOPAT y rentabilidad sobre el capital empleado (ROIC) del proyecto.

Árbol de Rentabilidad del Proyecto

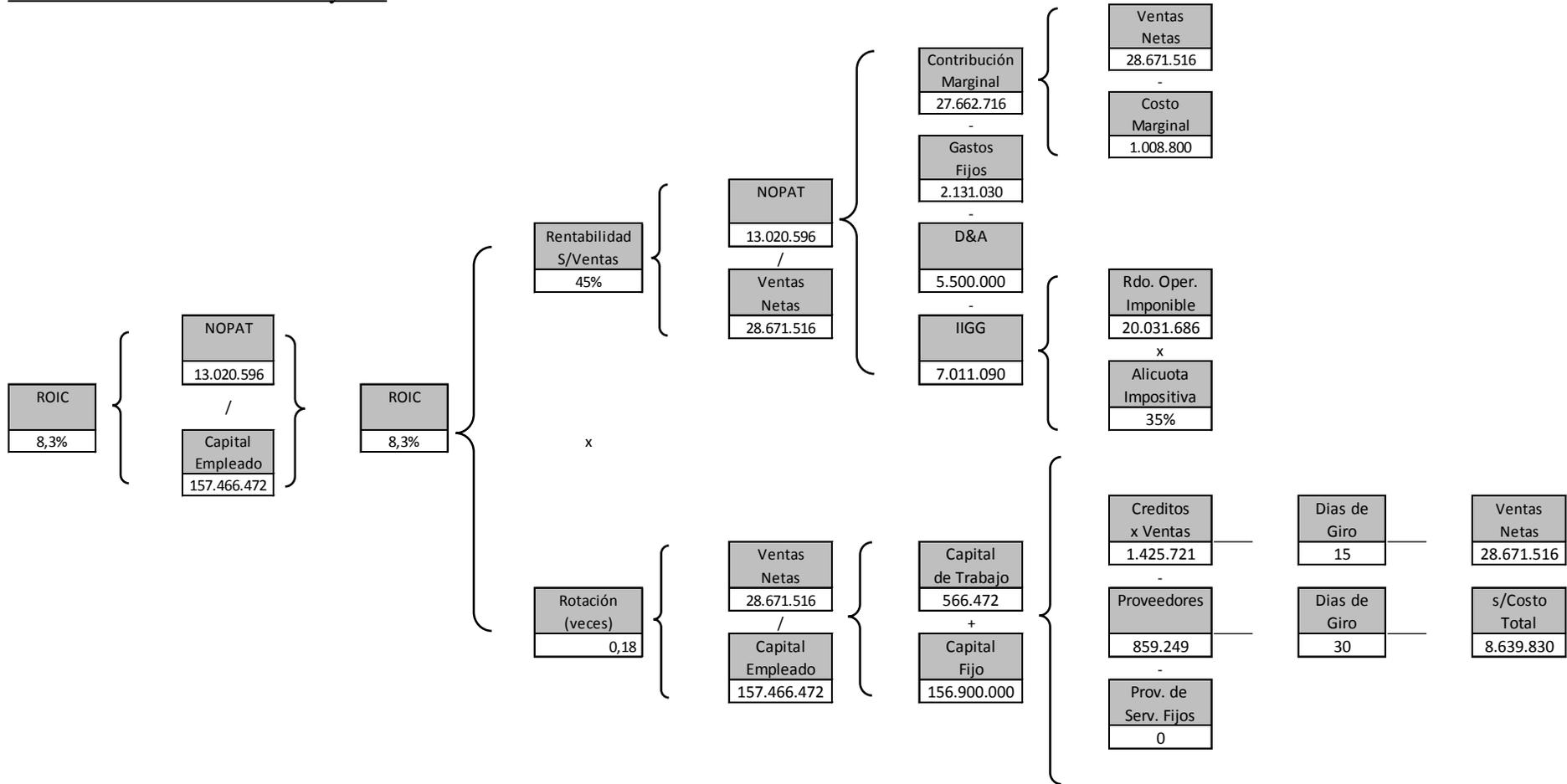


Gráfico VI: composición de las variables que juegan en la determinación del nivel de rentabilidad de la inversión (ROIC) del proyecto de inversión.

A continuación se muestra el cálculo de rentabilidad sobre la inversión (“Return on Invested Capital”) del proyecto.

NOPAT, Free Cash Flow y ROIC de un Período Típico

	US\$/MWh	MMUS\$	
Cantidad de Energía (MWh)	540.972		
Días de Operaciones	100,00%		
Precio MWh	53,00		
Venta Bruta Energía		28,7	
Total Ventas Brutas	53,00	28,7	
IIBB	0%	0,0	
Total Ventas Netas	53,00	28,7	
Costo de Generación	1,68	0,9	
Costo Primo	1,68	0,9	
Costos de Distribución	0,18	0,1	
Costo Variable	1,86	1,0	
Contribución a Gastos Fijos	51,14	27,7	
Gastos de Personal		0,6	
Otros Gastos Fijos		1,6	
Depreciaciones, Amortizaciones		5,5	
Total Gastos Fijos		7,6	
Total Resultado Operativo		20,0	
IIGG s/Resultado Operativo	35%	7,0	
NOPAT		13,0	
Variación Capital de Trabajo		0,0	
Inversión de Sostenimiento		0,0	
FREE CASH FLOW		18,5	
Capital Empleado			
Capital de Trabajo			
Inventarios	0	N/A	0,0
Créditos por Ventas	15	Días s/ Ventas + IVA	1,4
Proveedores Insumos	30	Días s/Costo Insumos + IVA	0,3
Otros Proveedores			0,0
Total Capital de Trabajo			1,7
Total Capital Fijo			156,9
Total Capital Empleado			158,6
ROIC			8,2%
Margen sobre Ventas			45,4%
Rotación			0,18

Cuadro V: composición del resultado operativo neto después de impuestos (NOPAT), flujo de fondos operativos neto de necesidades de inversión en capital fijo y de capital de trabajo y rentabilidad sobre la inversión (ROIC).

Mapa de Variables Clave

Para el análisis del impacto de los “drivers” clave del proyecto se ha determinado la elasticidad del ROIC frente a cada variable del negocio descrita en la sección anterior.

Análisis de sensibilidad

VARIABLE INPUT	Base	Variación Xi		Elasticidad	Elasticidad Promedio	
		1%	-1%			
Precio (MWh)	53,00	53,53	52,47	1,422	1,422	1,422
<i>Var. ROIC</i>	8,21%	8,32%	8,09%			
Costo de Generación (US\$/MWh)	1,68	1,70	1,66	-0,046	-0,046	-0,046
<i>Var. ROIC</i>	8,21%	8,20%	8,21%			
Gastos de Personal (MMUS\$)	0,57	0,58	0,56	-0,073	-0,018	-0,045
<i>Var. ROIC</i>	8,21%	8,21%	8,21%			
Otros Gastos Fijos (MMUS\$)	1,56	1,58	1,54	-0,068	-0,093	-0,081
<i>Var. ROIC</i>	8,21%	8,20%	8,21%			
Depreciaciones, Amortizaciones (MMUS\$)	5,50	5,56	5,45	-0,275	-0,275	-0,275
<i>Var. ROIC</i>	8,21%	8,19%	8,23%			
Créditos por Ventas (Días)	15,0	15,2	14,9	-0,087	-0,087	-0,087
<i>Var. ROIC</i>	7,56%	7,55%	7,57%			
Proveedores Insumos (Días)	30,00	30,30	29,70	-0,159	-0,160	-0,159
<i>Var. ROIC</i>	6,91%	6,90%	6,92%			
Capital Fijo (MMUS\$)	156,9	158,5	155,3	-0,979	-0,999	-0,989
<i>Var. ROIC</i>	8,21%	8,13%	8,29%			
Total Energía Anual Generada Neta (MWh)	540.972	546.382	535.562	1,376	1,377	1,376
<i>Var. ROIC</i>	8,21%	8,32%	8,09%			

Cuadro VI: elasticidades promedio correspondientes a cada variable identificada con impacto en la rentabilidad del proyecto.

En función del análisis efectuado, las variables clave del proyecto son la inversión y la energía anual generada tal como se ilustra a continuación en el gráfico de sensibilidad.

Gráfico de Sensibilidad del ROIC

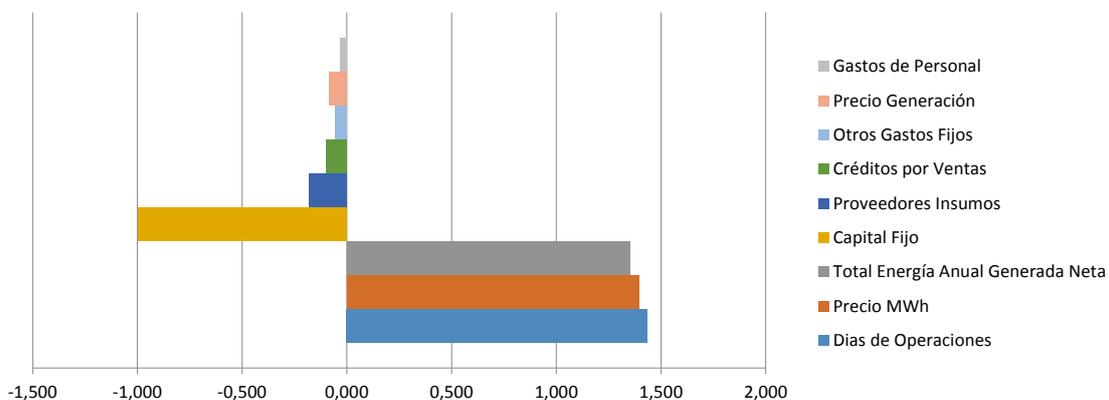


Gráfico VII: análisis de sensibilidad del retorno sobre la inversión, ante un cambio del 1% en la variable dejando las demás constantes.

Análisis y Condiciones de Rentabilidad del Proyecto

A fin de determinar las condiciones de borde del proyecto, se ha analizado cuál es el monto de inversión máximo, el costo de operación máximo y el precio de energía mínimo del proyecto que permita recuperar el capital invertido en un plazo objetivo definido en 15 años.

Asimismo, se ha desarrollado una simulación de Montecarlo de 1.000 iteraciones a partir de la asignación de funciones de distribución de probabilidades específicas a cada una de las variables del negocio descritas en la sección anterior de manera de obtener los ROIC del proyecto en un marco aleatorio, no determinístico, tal cual resulta la naturaleza del negocio.

Período de Repago Objetivo

Dado el objetivo de recuperar la inversión realizada en un plazo de 15 años, el flujo de fondos operativos del proyecto debería incrementarse en un 26%.

Determinación del flujo de fondos necesario para un payback mínimo de 15 años

Inversión Inicial	158.637.983 MMUS\$ (año cero)
Cantidad de Períodos Máximo de Repago	15 años
Tasa de descuento real	12% anual en dólares constantes (año cero)
Valor de Flujo de Fondos Necesario	23.291.901 MMUS\$
Valor de Flujo Anual Caso Base	18.520.596 MMUS\$ (año cero)
Variación	26% porcentaje

Cuadro VII: análisis del período de repago requerido en 15 años que determina la necesidad de un flujo de fondos operativo anual mayor al del caso base.

Por su parte, hemos analizado las condiciones de borde para alcanzar el objetivo arriba mencionado respecto de las siguientes tres variables: precio mínimo necesario para lograr el plazo de repago, costo de operación máximo e inversión fija máxima. Como se indica en el siguiente cuadro, el precio debería incrementarse un 25%, el costo de operación debería disminuir un 22% y el monto de la inversión debería ser un 20% menor a la del Caso Base.

Condiciones de Borde (todo el ajuste en una sola variable)

Precio de MWh Necesario	66,38 US\$/MWh
Precio de MWh Base	53,00 US\$/MWh
Variación Necesaria	25,2%
Costo de MWh Necesario	1,30 US\$/MWh
Costo de MWh Base Necesario	1,68 US\$/MWh
Variación Necesaria	-22,6%
Inversión inicial Máxima	127 MMUS\$
Inversión inicial Caso Base	159 MMUS\$
Variación Necesaria	-20,3%

Cuadro VIII: variación necesaria en las variables precio de venta y costo de generación individualmente para lograr el flujo de fondos necesario que permita un recupero del capital invertido en un plazo de 15 años.

Simulación de Montecarlo

Luego de haber desarrollado el contexto de negocio del proyecto, dedicamos esta sección al análisis cuantitativo de la rentabilidad sobre la inversión (ROIC) mediante la simulación de las variables clave del mismo.

Identificando las principales variables aleatorias del negocio, se desarrolló un análisis de simulación de Montecarlo a fin de medir el riesgo que afecta al ROIC, el cual ha arrojado los resultados que se muestran a continuación.

Distribución de probabilidades de las variables

INPUTS	DISTRIBUCION	ESPECIFICACIONES		
Precios				
Var. Precio (US\$/MWh)	Normal	0,00%	15,00%	
Costos				
Costo Variable de Generación (US\$/MWh)	Triangular	1,0	2,4	1,7
Gastos Fijos				
Gs. Personal (MMUS\$)	Uniforme	0,4	0,8	
Otros Gs. Fijos (MMUS\$)	Uniforme	1,2	1,9	
Depreciaciones (MMUS\$)	Uniforme	4	7,0	
Capital de Trabajo				
Inventarios (Días)	Triangular	-	30	0
Créditos por Vtas. (Días)	Triangular	0	30	15
Proveedores (Días)	Triangular	20	30	30
Capital Fijo				
Inversión Fija (MMUS\$)	Triangular	127,0	186,6	157,0
Energía generada				
Total Energía Anual Generada Neta (MWh)	Triangular	99,90%	100,00%	100,00%

Cuadro IX: determinación de las distribuciones de probabilidad de las variables clave del proyecto.

Las variables del proyecto muestran los siguientes coeficientes de correlación:

Coeficientes de correlación de las variables

VARIABLES	COEF. CORRELACION
Inventarios (Días)	-0,0185
Crédito x Vtas (Días)	0,0320
Días Operativos (Días)	-0,0402
Otros Gs. Fijos (MMUS\$)	-0,0416
Proveedores (Días)	-0,0517
Costo de Generación (US\$/MWh)	-0,0518
Gs Personal (MMUS\$)	-0,0613
Var. Precio (US\$/MWh)	0,0855
Depreciaciones (MMUS\$)	-0,4793
Inversión Fija (MMUS\$)	-0,8522

Cuadro X: coeficientes de correlación de las variables clave del proyecto.

En el siguiente gráfico se ilustra el impacto de las variables en la rentabilidad sobre el capital invertido del proyecto.

Gráfico Tornado

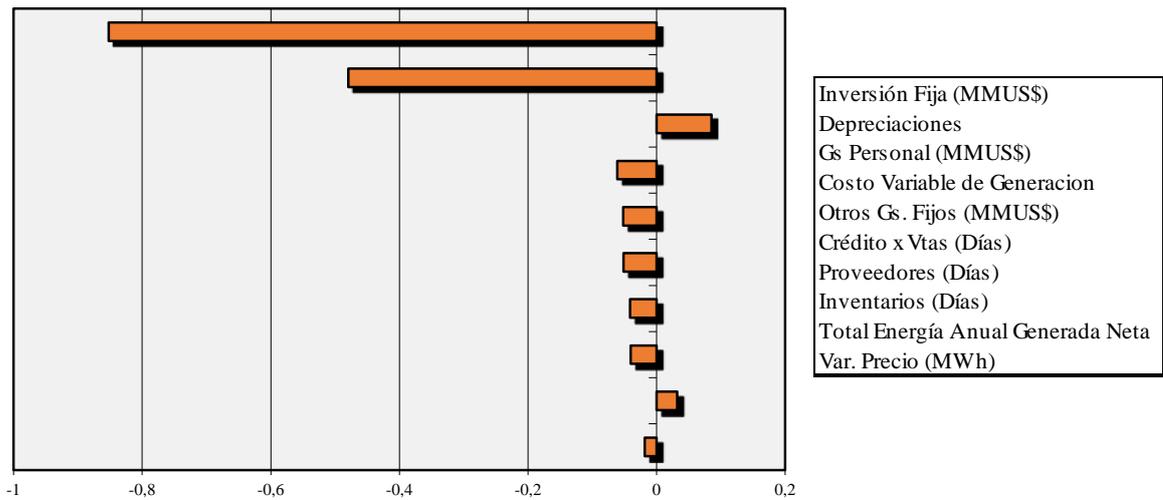


Gráfico VII: análisis de simulación de Montecarlo en base a 1000 iteraciones del proyecto.

Luego de realizado el análisis de sensibilidad de porcentual del 1% y compararlo con la Sensibilidad que nos proporcionó las corridas de Montecarlo; pudimos observar que ambos procedimientos son coincidentes en cuanto a la correlación que detentan las variables Inversión Fija, como así también el total de energía generada; este hecho era esperable debido al efecto directo que poseen ambas variables en el ROIC del proyecto.

No obstante lo dicho, hemos verificado que una variable que toma significancia al momento de correr las 1.000 simulaciones de Monte Carlo es la referente a depreciaciones, esto se explica en que el proyecto prevé que las depreciaciones se encuentran atadas a la inversión fija (es un porcentaje de la misma) con lo cual se dicha variable cobra vital importancia por ser accesoria a una variable clave principal que ambas sensibilidades muestran como punto a tener en cuenta en la evaluación del proyecto.

Distribución de probabilidades del ROIC

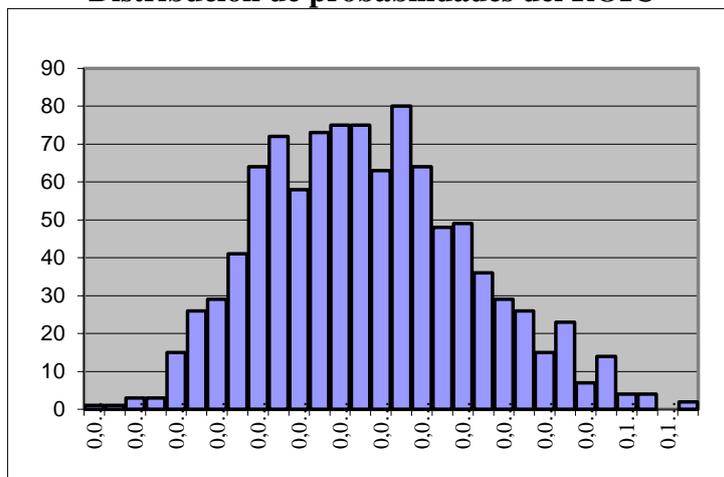


Gráfico VIII: distribución de valores del ROIC del proyecto en base a las 1000 iteraciones de la simulación.

Finalmente, se destaca que si bien ambos procedimientos coinciden en cuanto al signo de la elasticidad/correlación de las restantes variables no descriptas con anterioridad, no lo son en cuanto al impacto potencial que ellas tendrán en el ROIC, se debe aclarar que las variables de las cuales se hacen mención, no tienen un impacto significativo en el ROIC, como sí lo tienen las variables mencionadas en el párrafo anterior.

Como conclusión de los resultados obtenidos a partir de los procedimientos analíticos realizados, debido a que por medio de Monte Carlo se simularon 1.000 interacciones, la evaluación del presente proyecto se encuentra basada en los resultados obtenidos mediante dicho procedimiento.

II. Estimación y Evaluación: Análisis Multiperíodo

Premisas y supuestos del Caso Base

A efectos de definir el valor más probable del proyecto, denominado “Caso Base”, hemos determinado los valores esperados y la distribución de probabilidades de las variables no controlables de contexto macroeconómico y de negocio del proyecto.

A nivel macroeconómico, el escenario más probable, denominado “Financiamiento suficiente con respuesta rápida”, consiste en lo siguiente.

El endeudamiento externo pasa a ser la variable que permite evitar el ajuste fiscal, se alcanzan niveles de deuda a producto similares a países como Méjico.

El gobierno con mayor apoyo político logra avances en algunas reformas en negociación con los gobernadores. Prioridad puesta en bajar la inflación.

Asimismo, se prolonga la situación económica actual con aumento de la deuda esperando la reelección y obtener mayorías parlamentarias. A partir de 2020 el gobierno termina por consolidarse como mayoría parlamentaria y avanza con reforma previsional y ajuste del Estado Nacional y Provincial.

La inversión extranjera directa se dispara y es la que permite bajo el formato de PPPs, sustituir al Estado en la obras de infraestructura. Se encaran reformas impositivas profundas con reducción de impuestos y lucha contra la evasión.

Gradualismo fiscal con financiamiento suficiente

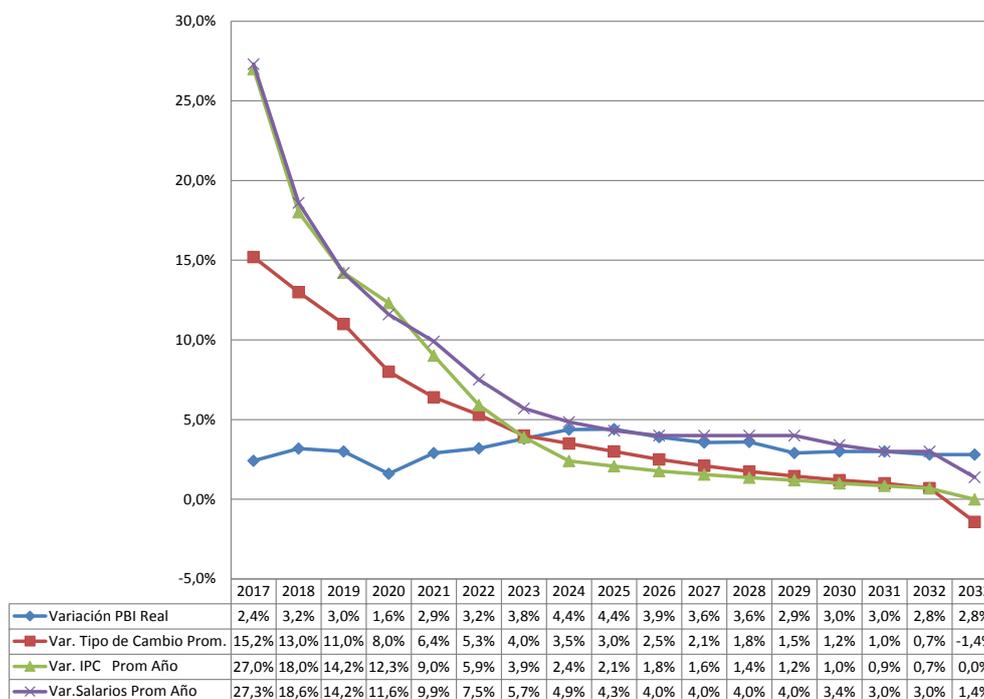


Gráfico IX: evolución de las variables macroeconómicas bajo el escenario de mayor probabilidad de ocurrencia.

De esta manera, el nivel de actividad recupera la caída de 2016, sin despegar sino a partir de 2019. La inversión junto con las exportaciones agropecuarias lidera la dinámica de la demanda agregada. El tipo de cambio se mantiene apreciado por ingreso de capitales; la recuperación de Brasil atenúa el sufrimiento del sector industrial. La tasa de inflación desciende lentamente, recién inflación de un dígito en 2021. Se evita entrar en una nueva espiral precios salarios.

El escenario macroeconómico arriba descrito incluye las siguientes variables exógenas cuantificables:

- Variación del PBI real
- Variación del tipo de cambio
- Variación del IPC
- Variación del IPIM
- Variación del índice de Salarios, y
- Tasas de interés en pesos: Lebac en pesos a 365 días
- Tasas de interés en dólares: Boden en U\$S a 10 años.

La probabilidad de ocurrencia de este escenario se estima en 50%.

En los Anexos al presente informe se incluye el detalle de las premisas y supuestos de dichas variables exógenas cuantificables para cada escenario propuesto.

A nivel del negocio, a partir los *drivers* clave identificados en la sección previa, se plantearon escenarios para dichas variables exógenas cuantificables del negocio en particular, las cuales no están correlacionadas con la macroeconomía cubierta por los escenarios mencionados previamente. Dichas variables exógenas son:

- Precios de energía
- Factor de Producción referido a la disponibilidad del recurso eólico

El precio de la energía vendida se define en US\$ 53 por MWh generado y evoluciona a partir de la aplicación de los dos ajustes definidos en las cláusulas de contratación a firmar con el cliente CAMMESA. El primero de ellos corresponde a un incentivo para la pronta puesta en marcha de los proyectos que consiste el aumento del precio base ofertado por un factor que va disminuyendo con el transcurso de los años. El segundo está relacionado con el incremento del precio por un factor que intenta emular la evolución de la inflación de Estados Unidos en dólares.

En el siguiente gráfico se ilustra la proyección del precio de venta durante el horizonte de proyección tanto en dólares corrientes como en dólares constantes. Como se puede apreciar, el efecto “serrucho” está dado por el factor decreciente de incentivo mencionado anteriormente. Por su parte, la curva en moneda constante permite observar que el precio en dólares en términos reales se mantiene durante toda la vigencia del contrato de abastecimiento de energía -sólo se reduce en términos reales cuando disminuye el factor de incentivo.

Precio de venta de la energía generada

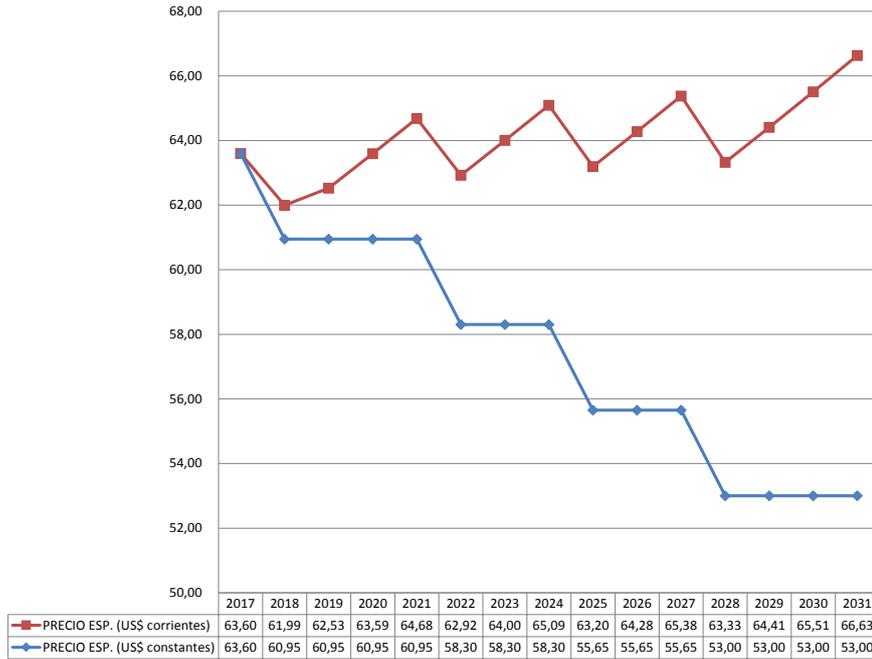


Gráfico X: evolución de la variable clave de negocio precio bajo el escenario de mayor probabilidad de ocurrencia.

Por su parte, el factor de producción considerado en base a la disponibilidad de recurso se mide en cantidad de horas de generación. Como puede observarse en el siguiente gráfico, el desempeño del parque se mantiene prácticamente constante durante todo el período de proyecto –el cual es consistente con la vigencia del contrato de abastecimiento de energía.

Factor de producción expresado en horas de operación por año

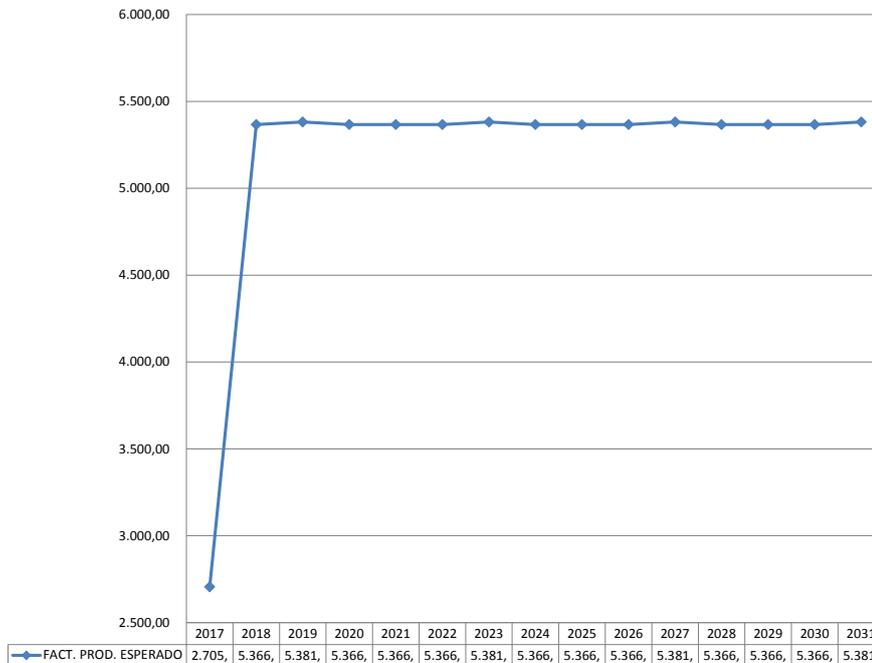


Gráfico XI: evolución de la variable clave de negocio factor de producción basado en la disponibilidad de recurso bajo el escenario de mayor probabilidad de ocurrencia.

En los Anexos al presente informe se detallan los supuestos y premisas utilizadas en la determinación del Caso Base. El resto de las variables clave mencionadas en la sección anterior se consideran como variables endógenas, por lo que dependen las variables no controlables y por tanto serán resultado de cálculos del modelo.

Evaluación Económico-Financiera del Caso Base

A continuación se presenta el valor del proyecto bajo el Caso Base definido por el escenario macroeconómico y de negocio descrito en la sección anterior.

GRADUALISMO FISCAL CON FINANCIAMIENTO SUFICIENTE	MMUS\$
<i>Free Cash Flow</i>	
VALOR BÁSICO PROYECTO	62,9
<i>Cash Flow Ahorro Impositivo</i>	
VALOR ESCUDO FISCAL	7,8
<i>Free Cash Flow + Escudo Fiscal</i>	
VALOR ACTUAL AJUSTADO	70,7
<i>Cash Flow del Accionista</i>	
VALOR PARA EL ACCIONISTA	58,2

Cuadro XI: valor básico del proyecto sin apalancamiento y valor para el accionista con apalancamiento.

Renta permanente y tasa de crecimiento

A fin de realizar la evaluación económica financiera, se utilizó un horizonte de 15 años período durante el cual se amortiza la inversión. La tasa de crecimiento real en este tipo de unidades de explotación de recursos naturales es prácticamente nula debido a que funcionan aprovechando la capacidad instalada, dados los contratos de venta de largo plazo firmados y la prioridad de despacho de energía con la que cuentan.

Tasa de descuento

Para la determinación de la tasa de descuento, se utilizó la metodología del CAPM. La información utilizada para incluir en el modelo fue la siguiente:

- “*Risk-free rate*”: se utilizó la tasa del BODEN 10 años en dólares.
- *Beta de los activos (unlevered)*: se utilizó un beta comparable del mercado de los Estados Unidos al no contarse con betas de la industria en el mercado local. Se utilizó la beta unlevered promedio de la industria, 0,71.
- *Prima de riesgo país*: para estimar la prima de riesgo correspondiente al mercado argentino, al cociente de la volatilidad argentina y la volatilidad de Estados Unidos, se lo multiplicó por la Prima de riesgo de Estados Unidos. Dicho resultado fue ajustado por un factor de corrección para evitar la duplicación del riesgo país ya incluido en la risk-free utilizada.

El resumen de los datos utilizados y la tasa de descuento calculada es el siguiente:

Costo de capital del proyecto

	0
Costo del Capital Propio	
YTM Treasury Bond 10 años	2,20%
Prima Riesgo País	2,10%
Rendimiento Bono Arg.	4,30%
β Unlevered	0,71
Risk Premium USA	4,3%
Coefficiente de variación Argentina	4,22
Coefficiente de variación USA	2,89
Factor de Corrección	1,46
Re (D/E = 0)	10,8%
<i>Leverage D/E</i>	36,9%
β Levered	0,88
Re (D/E \neq 0)	12,4%
<i>E/V</i>	
 Costo de la Deuda	
Tasa Deuda	4,4%
Deducción IIGG	35,0%
Rd(1-t')	2,9%

Cuadro XII: componentes del costo promedio ponderado del capital (WACC).

En el siguiente cuadro se presenta la proyección del flujo de fondos detallado del proyecto a nivel de activos.

Valor Actual Neto Ajustado

1. GRADUALISMO FISCAL CON FINANCIAMIENTO SUFICIENTE

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Free Cash Flow (Período Explícito)	-87,0	-53,9	26,1	18,0	21,6	21,9	21,2	21,4	21,6	20,7	21,0	21,3	20,2	20,6	20,8	16,8	
Renta Permanente																257,8	
Tasa de reinversión																	0,0%
Rendimiento de la Inversión																	0,0%
Tasa de Crecimiento																	0,0%
Free Cash Flow	-87,0	-53,9	26,1	18,0	21,6	21,9	21,2	21,4	21,6	20,7	21,0	21,3	20,2	20,6	20,8	274,5	
Factores de descuento a tasa Período CERO=>curva FLAT	1,0000	0,9500	0,8573	0,7737	0,6962	0,6301	0,5686	0,5132	0,4631	0,4179	0,3771	0,3404	0,3072	0,2772	0,2502	0,2257	
VALOR BÁSICO PROYECTO	62,9	Millones de USD		TIR 15,5%			TIRM 13,8%										
Intereses Deuda		2,7	4,5	4,0	3,5	3,1	2,7	2,2	1,8	1,3	0,9	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	
Tasa IIGG		35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	
																	Tasa de Crecimiento Intereses permanentes
																	0,0% 0,0
Cash Flow Ahorro Impositivo		0,9	1,6	1,4	1,2	1,1	0,9	0,8	0,6	0,5	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	
Factor de descuento	1,0000	0,9576	0,9170	0,8782	0,8410	0,8053	0,7712	0,7385	0,7072	0,6773	0,6486	0,6211	0,5948	0,5696	0,5454	0,5223	
VALOR ESCUDO FISCAL	7,8	Millones de USD															
Free Cash Flow + Escudo Fiscal	-87,0	-53,0	27,7	19,4	22,8	23,0	22,1	22,1	22,2	21,1	21,3	21,4	20,2	20,6	20,8	274,5	
VALOR ACTUAL AJUSTADO	70,7	Millones de USD		TIR 16,1%													

Cuadro XIII: resumen del flujo de fondos del proyecto considerando el flujo de los activos y el flujo del accionista.

El “Discounted Payback” del proyecto desapalancado se obtiene en el año 18.

El cálculo de la Tasa Interna de Rendimiento Modificada y el Valor Actual Neto Modificado del proyecto arrojan los siguientes resultados:

Cálculo de TIRM y VANm	
Free Cash Flow Descontados (Básico)	
Flujos >0 a VF / Flujos <0 VA	
VAN Modificado (Básico)	63,5
TIR Modificada (Básico)	13,8%
Cash Flow Accionista Controlante	
Flujos >0 a VF / Flujos <0 VA	
VAN Modificado (Accionista Controlante)	57,3
TIR Modificada (Accionista Controlante)	18,0%

Cuadro XIV: tasa interna de retorno modificada y valor actual neto modificado del proyecto.

De esta manera, el valor resultante del patrimonio del proyecto a valores de mercado es la siguiente:

VALOR DEL ACTIVO, LA DEUDA Y EL EQUITY	
Valor presente de la inversión (Activo Fijo y WC)	151,8
Valor presente básico del proyecto	62,9
Valor escudo fiscal	7,8
Total Valor Activo	222,5
Valor Deuda al inicio	60,0
Valor Equity empresa en marcha	162,5
Total Valor Deuda + Pneto	222,5

Cuadro XV: exposición del balance económico-financiero del proyecto.

III. Análisis de Riesgo

Formulación de escenarios alternativos

A fin de realizar un análisis de riesgo del proyecto, se han definido dos escenarios macroeconómicos alternativos al considerado en el Caso Base.

El primer escenario alternativo, denominado “Necesidad de nuevo ajuste sin pérdida de control” consiste en lo siguiente.

El endeudamiento encuentra límite antes que la inversión expanda el producto. El gobierno con mayor apoyo político logra avances en algunas reformas de baja intensidad en negociación con los gobernadores

El gobierno gana las elecciones 2019 pero aún sin mayoría parlamentaria

Necesidad de nuevo ajuste sin pérdida de control

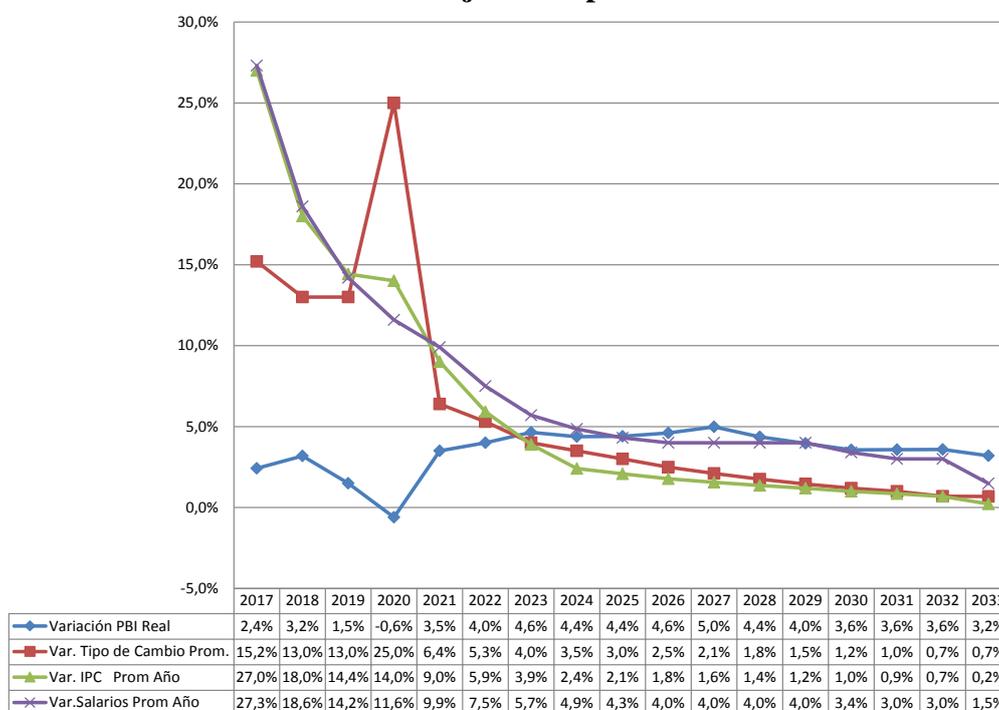


Gráfico XII: evolución de las variables macroeconómicas bajo el escenario de ajuste sin pérdida de control.

La expansión del gasto no puede financiarse y se necesita un ajuste de las cuentas públicas en 2020. La política monetaria se relaja ante la necesidad de suplir el financiamiento externo para hacer frente a la brecha fiscal.

Se verifica un salto en el riesgo país y en el tipo de cambio en 2020 al haberse alcanzado un tope en el endeudamiento.

Con decisión el gobierno en su nuevo mandato avanza en un programa de ajuste más agresivo. El gobierno aprovecha el salto de los precios para licuar gastos y recomponer

las cuentas fiscales. Lentamente con una menor brecha fiscal compatible con el financiamiento la economía retoma un sendero de crecimiento moderado.

La probabilidad de ocurrencia de este escenario se estima en 30%.

El segundo escenario alternativo, denominado “Corte financiamiento con ajuste forzado” consiste en lo siguiente.

La deuda pública crece exponencialmente para financiar la brecha fiscal que no se reduce.

El gobierno busca acuerdos para reformas con los gobernadores que no terminan por reducir déficit fiscal. Se deteriora el apoyo de la sociedad al gobierno y se verifica un cambio de portafolio en 2019.

El tipo de cambio se deprecia fuertemente y se frena nuevo financiamiento.

La oposición logra consolidar un candidato presidencial moderado que resulta triunfante en los comicios 2020. En 2020 nuevo gobierno aprovecha el salto cambiario para licual gastos e ingresa en un acuerdo con FMI para evitar caer en default.

La fuerte recesión morigera las demandas salariales de los gremios.

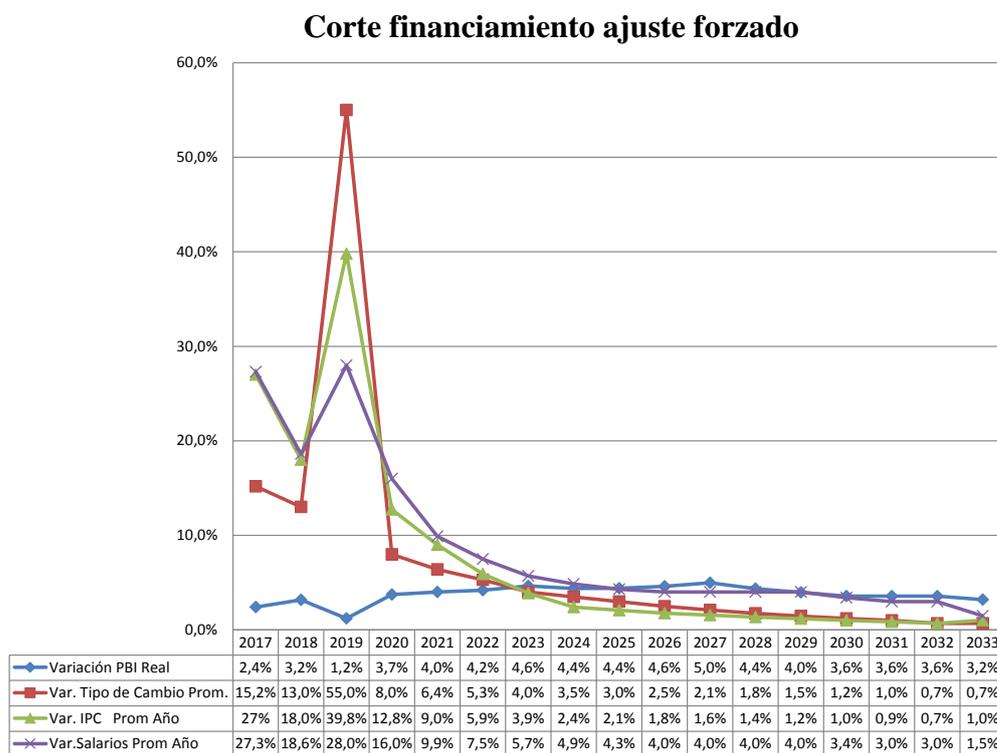


Gráfico XIII: evolución de las variables macroeconómicas bajo el escenario de ajuste forzado.

El peso acelera su depreciación en el 2019 y da un gran salto previo a las elecciones de ese año. Se ajustan las cuentas fiscales fruto del fogonazo cambiario con apoyo de los

organismos internacionales. El salario real toca piso profundo en el 2019 y su recuperación a partir de ese momento es lenta.

El riesgo país sube a niveles compatibles con sospecha de un eventual default, pero ante el control de la cuestión fiscal desciende lentamente.

El nivel de actividad recién alcanza el nivel actual en 2021. La economía necesita un tipo de cambio real alto en correspondencia de la necesidad de una mayor tasa de ahorro interno en sustitución del ahorro externo. Por lo tanto se utiliza al escenario de “financiamiento suficiente con respuesta rápida” como el escenario base, por ser el de mayor probabilidad de ocurrencia.

La probabilidad de ocurrencia de este escenario se estima en 20%.

Adicionalmente, a partir de los *drivers* del negocio identificados, se plantearon escenarios para las variables clave exógenas cuantificables del negocio. Dichas variables exógenas son:

- Precios de energía -rango de USD 47,70 a USD 58,30
- Escenarios de Factor de Producción referido a la disponibilidad del recurso eólico -rango de 75% a 47%

A continuación se describe el escenario del negocio a partir de la consideración de la variable “precio de la energía”.

	ESCENARIOS					Valor
	Muy Malo	Malo	Aceptable	Bueno	Muy Bueno	Esperado
Premisas	1	2	3	4	5	6
Precio base de la Energía <i>Probabilidad asignada</i>	47,70 5%	50,35 20%	53,00 50%	55,65 20%	58,30 5%	53,00 100%

Cuadro XVI: escenarios alternativos y probabilidades de ocurrencia de la variable clave de negocio precio base de la energía.

Por su parte, la descripción del escenario del negocio a partir de la consideración de la variable clave “factor de producción” es el siguiente:

Escenarios	Probabilidad	Factor
1. - Disponibilidad de recurso muy baja	5%	47%
2.- Disponibilidad de recurso baja	20%	54%
3.- Disponibilidad de recurso media	50%	61%
4.- Disponibilidad de recurso alta	20%	68%
5.- Disponibilidad de recurso muy alta	5%	75%
6. Valor Esperado		61%

Cuadro XVII: escenarios alternativos y probabilidades de ocurrencia de la variable clave de negocio factor de producción.

Análisis de Sensibilidad y Riesgo

A fin de cuantificar la exposición al riesgo del proyecto se ha analizado el Valor Esperado del proyecto en función de las probabilidades de ocurrencia asignadas a cada uno de los escenarios.

El análisis de escenarios desarrolla múltiples resultados del proyecto considerando los tres escenarios macroeconómicos y las dos variables clave de negocio definidas -cada una ellas con 5 escenarios posibles- según lo comentado en la sección anterior.

VALOR ESPERADO DEL PROYECTO				
	1. GRADUALISMO FISCAL CON FINANCIAMIENT O SUFICIENTE	2. NECESIDAD NUEVO AJUSTE SIN PERDIDA DE CONTROL	3. CORTE FINANCIAMIE NTO AJUSTE FORZADO	Valor Esperado
Probabilidad	50%	30%	20%	
Escenario	1	2	3	
	70,7	73,9	74,7	72,5
Precio base de la Energía		Escenario Nro:		6
Factor de Producción		Escenario Nro:		6

Cuadro XVII: valor básico del proyecto asumiendo escenarios de precio y factor de producción esperados según la ocurrencia de distintos escenarios macroeconómicos.

VALOR ESPERADO DEL PROYECTO				
	1. GRADUALISMO FISCAL CON FINANCIAMIENT O SUFICIENTE	2. NECESIDAD NUEVO AJUSTE SIN PERDIDA DE CONTROL	3. CORTE FINANCIAMIE NTO AJUSTE FORZADO	Valor Esperado
Probabilidad	50%	30%	20%	
Escenario	1	2	3	
	-4,0	-0,9	0,0	-2,3
Precio base de la Energía		Escenario Nro:		1
Factor de Producción		Escenario Nro:		1

Cuadro XVIII: valor básico del proyecto asumiendo escenarios de precio y factor de producción pesimistas según la ocurrencia de distintos escenarios macroeconómicos.

VALOR ESPERADO DEL PROYECTO				
	1. GRADUALISMO FISCAL CON FINANCIAMIENT O SUFICIENTE	2. NECESIDAD NUEVO AJUSTE SIN PERDIDA DE CONTROL	3. CORTE FINANCIAMIE NTO AJUSTE FORZADO	Valor Esperado
Probabilidad	50%	30%	20%	
Escenario	1	2	3	
	156,5	159,8	160,6	158,3
Precio base de la Energía		Escenario Nro:		5
Factor de Producción		Escenario Nro:		5

Cuadro XIX: valor básico del proyecto asumiendo escenarios de precio y factor de producción optimistas según la ocurrencia de distintos escenarios macroeconómicos.

Los resultados observados ante los tres escenarios macroeconómicos considerados son similares debido a que los ingresos por ventas se mantienen inalterados, sólo cambian los costos operativos, los cuales son relativamente bajos en relación con los ingresos por ventas.

El resultado del análisis de escenarios de negocio bajo el escenario macroeconómico del Caso Base (gradualismo fiscal con financiamiento suficiente) se presenta a continuación:

Gradualismo fiscal con financiamiento suficiente

ESCCENARIOS de FACTOR DE PRODUCCIÓN							
	1	2	3	4	5	6	
ESCCENARIOS de PRECIOS DE ENERGÍA	1	-4,0	21,2	46,3	71,4	96,5	46,3
	2	5,5	32,0	58,5	85,0	111,5	58,5
	3	14,9	42,8	70,7	98,6	126,5	70,7
	4	24,4	53,6	82,9	112,2	141,5	82,9
	5	33,8	64,5	95,1	125,8	156,5	95,1
	6	14,9	42,8	70,7	98,6	126,5	70,7
Valor Máximo	156,5		Valor Mínimo			-4,0	

Cuadro XX: valor básico del proyecto asumiendo un escenario macroeconómico esperado.

Los resultados del análisis de escenarios de negocio bajo los escenarios macroeconómicos alternativos (ajuste con financiamiento y corte de financiamiento) se presenta a continuación:

Necesidad nuevo ajuste sin pérdida de control

		ESCENARIOS de FACTOR DE PRODUCCIÓN					
		1	2	3	4	5	6
ESCENARIOS de PRECIOS DE ENERGÍA	1	-0,9	24,3	49,5	74,6	99,7	49,5
	2	8,6	35,2	61,7	88,2	114,8	61,7
	3	18,1	46,0	73,9	101,9	129,8	73,9
	4	27,5	56,8	86,2	115,5	144,8	86,2
	5	36,9	67,7	98,4	129,1	159,8	98,4
	6	18,1	46,0	73,9	101,9	129,8	73,9
Valor Máximo		159,8		Valor Mínimo		-0,9	

Cuadro XXI: valor básico del proyecto asumiendo un escenario macroeconómico de ajuste controlado.

Corte financiamiento ajuste forzado

		ESCENARIOS de FACTOR DE PRODUCCIÓN					
		1	2	3	4	5	6
ESCENARIOS de PRECIOS DE ENERGÍA	1	0,0	25,2	50,3	75,4	100,5	50,3
	2	9,5	36,0	62,5	89,0	115,5	62,5
	3	18,9	46,8	74,7	102,6	130,6	74,7
	4	28,3	57,6	86,9	116,2	145,6	86,9
	5	37,7	68,4	99,2	129,9	160,6	99,2
	6	18,9	46,8	74,7	102,6	130,6	74,7
Valor Máximo		160,6		Valor Mínimo		0,0	

Cuadro XXI: valor básico del proyecto asumiendo un escenario macroeconómico de ajuste forzado.

En los análisis de escenarios de negocio presentados, se puede observar que el proyecto resulta sensible a los niveles de precio y factor de producción resultando el peor caso en un Valor Actual Básico del proyecto de US\$ 4 millones negativo, el cual se produce en un entorno macroeconómico de “gradualismo”. El mejor caso resulta en un Valor Actual Básico de US\$ 160 millones en un escenario de “ajuste forzado”. Este último escenario, el proyecto se ve parcialmente beneficiado por una mayor devaluación teniendo en cuenta que tiene ingresos en dólares determinados por el contrato correspondiente de venta de energía nominado en dicha moneda.

IV. **Financiamiento**

Propuesta de financiamiento

El financiamiento propuesto para el presente proyecto consiste en la participación de capital de riesgo aportado por los patrocinadores del mismo así como también un nivel de apalancamiento que resulte sostenible de forma de optimizar la estructura de capital del proyecto.

A fin de estimar la estructura de financiamiento se utilizó como *target* el ratio “Debt to Assets” promedio de la industria de energía renovable. Dicho ratio es del 50%.

Con el objetivo de aplicar dicho *target*, se estimó una deuda inicial de U\$S 100 millones para cubrir junto al aporte de *equity* la inversión inicial en activos fijos y capital de trabajo. A partir de allí, se proyectó el endeudamiento neto (toma de deuda neta de cancelaciones de capital) y se calculó como aquél que permite al endeudamiento total alcanzar el *target* de “*Debt to Assets*” calculado sobre el total de activos.

Esta estructura de financiamiento genera un Valor de Escudo Fiscal de U\$S 8 millones aproximadamente.

Las características principales de la deuda a tomar por el proyecto son las siguientes:

- Monto: US\$ 100.000.000
- Moneda: Dólar
- Tasa de interés: 4,4%
- Amortización: lineal (sistema alemán)
- Plazo: 10 años
- Período de gracia (capital) : 2 años
- Honorarios de administración: 1%
- Honorario de compromiso: 0,25%

Finalmente, se indica que la sindicación del préstamo prevé la participación de bancos comerciales internacionales con presencia en Argentina a partir del liderazgo de un organismo multilateral de crédito que actúe como estructurador de la operación.

V. Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones y Recomendaciones del Business Case

El proyecto de desarrollo de un parque focalizado en la generación de energía eólica en el sur de la Argentina intenta aprovechar el potencial de crecimiento de la demanda de energía como requisito para el crecimiento de la economía nacional. El proyecto presenta la oportunidad de lanzarse en el sector bajo el nuevo marco de reglas de juego que ha implementado el Gobierno Nacional.

La proyección refleja el efecto del apalancamiento operativo necesario para desarrollar este negocio. El mismo requiere desarrollar, construir, equipar, instalar y poner en marcha un parque de generación eléctrica de cierta escala. Esta inversión es necesario realizarla en el plazo de 16 a 18 meses.

Los principales riesgos que presenta el proyecto están referidos a la dependencia de los ingresos de un contrato con el Estado Argentino, el cual representa el único cliente de la energía generada y cuya reputación resulta dudosa dado sus *defaults* recurrentes a lo largo de la historia.

Los ingresos se consideran en dólares de acuerdo al precio fijado por Resolución del Ministerio de Energía y Minería. Un eventual incumplimiento de dicha Resolución podría impactar en el precio de la energía, ya sea por una pesificación de la tarifa (en caso de una corrección cambiaria de magnitud) o por una reducción directa de la tarifa.

El escenario de crisis macroeconómica no tiene impacto significativo en el proyecto dado que los ingresos están dolarizados por Resolución. Sin embargo, en el caso de una devaluación de magnitud, como la que contempla el escenario de crisis, aumenta la probabilidad que no pueda cumplirse dicha Resolución y, por lo tanto, respetarse las tarifas en dólares establecidas en el contrato de abastecimiento de energía.

Las fortalezas del proyecto son el recurso eólico disponible dado por la locación del mismo, el cual se encuentra entre los más eficientes del mundo. Asimismo, el proyecto es poco sensible a la macroeconomía, no siendo afectado significativamente por el ciclo de negocios (i.e. variación del PBI) ni por variaciones del tipo de cambio dado que cuenta con ingresos en dólares ni por la inflación ante un eventual atraso cambiario sostenido dado sus relativamente bajos costos operativos en moneda local (prácticamente sin costos marginales y con costos fijos bajos).

El Valor Básico del Proyecto surgido de descontar el “Free Cash Flow” de cada período por la tasa de descuento del 11% es positivo en U\$S 63 millones. Tomando el Valor del Escudo Fiscal, de U\$S 8 millones, el caso base presenta un Valor Actual Ajustado (bajo la aplicación de la metodología APV) positivo de U\$S 71 millones.

Por su parte, la Tasa Interna de Rendimiento asciende al 15,5% y la TIR modificada al 13,8%.

Los resultados mencionados corresponden al caso base, tanto para las variables de negocio (precio de la energía y factor de producción), como para el escenario

macroeconómico base, denominado “Gradualismo con Financiamiento”, para el cual se estima una probabilidad de ocurrencia del 50%.

Al tener en cuenta los otros dos escenarios macroeconómicos, “Necesidad de Ajuste” y “Crisis de financiamiento”, y sus probabilidades de ocurrencia respectivas, obtenemos un Valor Esperado del proyecto de U\$\$ 74 millones. El rango de valores del proyecto es de los U\$\$ 71 millones del caso base hasta un valor de U\$\$ 75 millones para el escenario de “Necesidad de Ajuste”.

Finalmente, si se tienen en cuenta la función de distribución de las variables de negocio y su impacto en cada escenario macroeconómico, el valor del proyecto puede alcanzar como máximo un valor positivo de U\$\$ 160 millones o alcanzar el mínimo que es un valor negativo de U\$\$ 4 millones.

VI. Anexos

En este apartado se incluyen los estados contables proyectados y planillas anexas del modelo.

ESTADO DE RESULTADOS
MM US\$

	1	2	3	4	5	6	7	8
Ventas Locales	23,4	45,3	45,8	46,5	47,3	46,0	46,9	47,6
Total Ventas Brutas	23,4	45,3	45,8	46,5	47,3	46,0	46,9	47,6
Impuesto a los Ingresos Brutos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Penalizaciones	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos Netos	23,4	45,3	45,8	46,5	47,3	46,0	46,9	47,6
(-) Costo Vble de Operación y Mantenimiento	0,5	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2
(-) Costo Vble de Comercialización	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Contribución Marginal	23,0	44,4	44,8	45,5	46,2	44,9	45,8	46,4
Margen de Contribución %	98,0%	97,9%	97,8%	97,8%	97,8%	97,6%	97,6%	97,6%
(-) Gastos de Planta	0,2	3,1	4,8	4,9	4,9	5,0	5,2	5,3
(-) Gastos de Estructura	0,0	0,7	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2
(-) Impuesto a las Transferencias Bancarias	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
(+) Otros Ingresos/ Egresos Operativos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-) Depreciaciones Bienes de Uso	11,6	10,4	10,9	11,2	11,2	11,2	11,1	11,0
(-) Amortización Cargos Diferidos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(+) Resultado por Exposición a la Devaluación al Tipo de cambio financiero	0,0	0,5	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Utilidad Operativa	11,1	30,3	28,2	28,1	28,7	27,4	28,1	28,7
(-) Impuesto a las Ganancias Operativo	3,9	10,6	9,9	9,8	10,1	9,6	9,8	10,0
Util. Operativa después de Imp. a las Gcias	7,2	19,7	18,3	18,3	18,7	17,8	18,3	18,7
Margen Operativo %	30,7%	43,5%	40,0%	39,3%	39,5%	38,7%	38,9%	39,2%
(+) Otros Ingresos/ Egresos No Operativos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-) Intereses Pagados	2,7	4,4	4,0	3,5	3,1	2,7	2,2	1,8
(+) Deducción IIGG por Intereses Pagados	0,9	1,5	1,4	1,2	1,1	0,9	0,8	0,6
(+) Intereses Ganados	0,0	-0,3	0,1	-0,1	0,0	0,0	0,1	0,1
(-) IIGG por Intereses Ganados	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-) Impuesto a las Ganancias - No Operativo-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Utilidad Neta	5,5	16,6	15,8	15,9	16,7	16,1	16,9	17,6

ESTADO DE RESULTADOS
MM US\$

	9	10	11	12	13	14	15
Ventas Locales	46,2	47,0	47,9	46,3	47,1	47,9	48,8
Total Ventas Brutas	46,2	47,0	47,9	46,3	47,1	47,9	48,8
Impuesto a los Ingresos Brutos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Penalidades	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos Netos	46,2	47,0	47,9	46,3	47,1	47,9	48,8
(-) Costo Vble de Operación y Mantenimiento	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4
(-) Costo Vble de Comercialización	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Contribución Marginal	45,0	45,8	46,7	45,0	45,7	46,5	47,4
Margen de Contribución %	97,4%	97,4%	97,4%	97,2%	97,2%	97,1%	97,1%
(-) Gastos de Planta	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	5,9	6,0
(-) Gastos de Estructura	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4
(-) Impuesto a las Transferencias Bancarias	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
(+) Otros Ingresos/ Egresos Operativos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-) Depreciaciones Bienes de Uso	10,9	10,9	10,8	10,8	10,8	10,8	0,0
(-) Amortización Cargos Diferidos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(+) Resultado por Exposición a la Devaluación al Tipo de cambio financiero	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Utilidad Operativa	27,3	28,0	28,8	27,0	27,6	28,2	39,7
(-) Impuesto a las Ganancias Operativo	9,6	9,8	10,1	9,5	9,7	9,9	13,9
Util. Operativa después de Imp. a las Gcias	17,7	18,2	18,7	17,6	17,9	18,3	25,8
Margen Operativo %	38,4%	38,7%	39,0%	37,9%	38,1%	38,3%	52,9%
(+) Otros Ingresos/ Egresos No Operativos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-) Intereses Pagados	1,3	0,9	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
(+) Dedución IIGG por Intereses Pagados	0,5	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
(+) Intereses Ganados	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
(-) IIGG por Intereses Ganados	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
(-) Impuesto a las Ganancias - No Operativo-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Utilidad Neta	16,9	17,7	18,5	17,6	18,0	18,4	25,9

CASH FLOW
MM US\$

	0	1	2	3	4	5	6	7	8
(+)Utilidad Operativa		11,1	30,3	28,2	28,1	28,7	27,4	28,1	28,7
(-) Impuesto a las Ganancias Operativo		3,9	10,6	9,9	9,8	10,1	9,6	9,8	10,0
(+) Depreciaciones Bienes de Uso		11,6	10,4	10,9	11,2	11,2	11,2	11,1	11,0
(+) Depreciaciones Cargos Diferidos		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(+) Cash Flow Operativo		18,8	30,2	29,3	29,4	29,9	29,0	29,4	29,7
(-) Inversión Fija	87,0	69,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-) Inversión en Cargos Diferidos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-) Inversión en Capital de Trabajo	0,0	-1,5	-5,3	4,5	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Cash Flow Operativo Neto	-87,0	-49,5	35,5	24,7	29,5	30,0	28,9	29,4	29,7
(+) Otros Ingresos / Egresos No Operativos		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-) Impuesto a las Ganancias No Operativo		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Free Cash Flow	-87,0	-49,5	35,5	24,7	29,5	30,0	28,9	29,4	29,7
(+) Toma Fondos Deuda Estructural	60,0	40,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-) Servicio Principal Deuda Estructural		0,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
(-) Servicio Intereses Deuda Estructural		2,7	4,4	4,0	3,5	3,1	2,7	2,2	1,8
(+) Deducción IIGG por Intereses Pagados		0,9	1,5	1,5	1,2	1,1	0,9	0,8	0,6
Flujo del Accionista	-27,0	-11,2	22,6	12,2	17,2	18,0	17,2	18,0	18,6
(+) Aporte de Capital	27,0	11,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-) Pago de Dividendos		5,2	15,8	15,0	15,1	15,8	15,3	16,0	16,7
(+) Colocaciones (Toma de Fondos) Corto Plazo	0,0	-5,2	6,5	-2,7	2,0	2,1	1,9	2,0	1,9
(+) Intereses Cobrados(Pagados) Corto Plazo		0,0	-0,3	0,1	-0,1	0,0	0,0	0,1	0,1
(-) Impuesto a las Ganancias por Intereses Ganados (Pagados)		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Fuente de Financiamiento	87,0	49,5	-35,5	-24,7	-29,5	-30,0	-28,9	-29,4	-29,7

CASH FLOW								
MM US\$								
		9	10	11	12	13	14	15
(+)Utilidad Operativa		27,3	28,0	28,8	27,0	27,6	28,2	39,7
(-) Impuesto a las Ganancias Operativo		9,6	9,8	10,1	9,5	9,7	9,9	13,9
(+) Depreciaciones Bienes de Uso		10,9	10,9	10,8	10,8	10,8	10,8	0,0
(+) Depreciaciones Cargos Diferidos		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(+) Cash Flow Operativo		28,7	29,1	29,5	28,4	28,7	29,1	25,8
(-) Inversión Fija		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-) Inversión en Cargos Diferidos		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-) Inversión en Capital de Trabajo		0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Cash Flow Operativo Neto		28,6	29,1	29,6	28,2	28,8	29,1	25,9
(+) Otros Ingresos / Egresos No Operativos		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-) Impuesto a las Ganancias No Operativo		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Free Cash Flow		28,6	29,1	29,6	28,2	28,8	29,1	25,9
(+) Toma Fondos Deuda Estructural		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-) Servicio Principal Deuda Estructural		10,0	10,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-) Servicio Intereses Deuda Estructural		1,3	0,9	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
(+) Deducción IGG por Intereses Pagados		0,5	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo del Accionista		17,7	18,5	19,3	28,3	28,8	29,2	25,9
(+) Aporte de Capital		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-) Pago de Dividendos		16,1	16,9	18,5	17,6	18,0	18,4	25,9
(+) Colocaciones (Toma de Fondos) Corto Plazo		1,7	1,7	0,9	10,7	10,8	10,8	0,1
(+) Intereses Cobrados(Pagados) Corto Plazo		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
(-) Impuesto a las Ganancias por Intereses Ganados (Pagados)		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Total Fuente de Financiamiento		-28,6	-29,1	-29,6	-28,2	-28,8	-29,1	-25,9

EVOLUCIÓN PATRIMONIO NETO**MM US\$**

Capital
Reserva Legal
Resultados No Asignados
PATRIMONIO NETO

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
27,0	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2
0,0	0,3	1,1	1,9	2,7	3,5	4,3	5,2	6,1	6,9
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27,0	38,5	39,3	40,1	40,9	41,7	42,5	43,4	44,2	45,1

Capital
Reserva Legal
Resultados No Asignados
PATRIMONIO NETO

10	11	12	13	14	15
38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2
7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45,8	45,8	45,8	45,8	45,8	45,8

RESULTADO FINANCIERO

MM US\$

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Tasas de Interés Nominal Anual

Tasa deuda estructural anual en dólares	4,4%	4,3%	6,6%	6,2%	5,9%	4,6%	3,6%	3,6%	3,1%	2,8%
<i>Spread soberana (bps)</i>	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
Tasa deuda Corto Plazo anual en dólares	4,1%	4,0%	6,3%	5,9%	5,6%	4,3%	3,3%	3,3%	2,8%	2,5%
<i>Spread duration (bps)</i>	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30
Tasa Pasiva Colocaciones anual en dólares	2,6%	2,5%	4,8%	4,4%	4,1%	2,8%	1,8%	1,8%	1,3%	1,0%
<i>Spread Activa-Pasiva corto plazo</i>	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15

10	11	12	13	14	15
----	----	----	----	----	----

Tasas de Interés Nominal Anual

Tasa deuda estructural anual en dólares	2,7%	2,5%	2,4%	2,2%	2,1%	2,1%
<i>Spread soberana (bps)</i>	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
Tasa deuda Corto Plazo anual en dólares	2,4%	2,2%	2,1%	1,9%	1,8%	1,8%
<i>Spread duration (bps)</i>	-30	-30	-30	-30	-30	-30
Tasa Pasiva Colocaciones anual en dólares	0,9%	0,7%	0,6%	0,4%	0,3%	0,3%
<i>Spread Activa-Pasiva corto plazo</i>	-15	-15	-15	-15	-15	-15

Sí, autorizo a la Universidad del CEMA a publicar y difundir en la intranet de la biblioteca con fines exclusivamente académicos y didácticos el Trabajo Final de mi autoría correspondiente a la carrera cursada en esta Institución.

Firma:

Aclaración: *Juan Ramiro Isaac*

DNI:

Firma:

Aclaración: *Cristian Jaimes*

DNI: