

CARE

CALIFICADORA DE RIESGO

**ACTUALIZACIÓN DE
CALIFICACIÓN DE RIESGO
DE ACCIONES PREFERIDAS
EMITIDAS POR AREAFLIN S.A.
“PARQUE EOLICO VALENTINES”**

Montevideo, abril de 2019

4	RESUMEN GENERAL
6	I INTRODUCCIÓN
10	II LA SOCIEDAD Y LAS ACCIONES
12	III LA ADMINISTRACION
18	IV EL FLUJO FUTURO DE FONDOS
24	V EL ENTORNO
28	VI CALIFICACIÓN DE RIESGO

**Actualización de la Calificación de la Emisión de Oferta Pública.
01-abril-2019**

Emisor:	Areaflin SA
Títulos emitidos:	Emisión de Acciones Preferidas de Oferta Pública. Representan el 80% del capital integrado y fueron ofrecidos en oferta pública en la Bolsa de Valores de Montevideo (BVM) y en la Bolsa Electrónica del Uruguay (BEVSA).
Importe:	USD 41:905.240 fue el capital integrado correspondiente a acciones preferidas, las cuales fueron colocadas mediante oferta pública entre el 14 y el 21 de diciembre de 2016.
Activo de la Empresa:	Contrato PPA (Power Purchase Agreement) a 20 años para explotar el Parque Eólico Valentines de 35 aerogeneradores de 2,0 MW de potencia unitaria.
Comite. Calificación:	Ing. Adrián Tamber, Ing. Julio Preve y Cr. Martín Durán.
Calificación de Riesgo:	Acciones preferidas A (uy)
Vigencia de la calificación:	Hasta el 30 de noviembre de 2019 ¹ .
Análisis de contingencias jurídicas:	Dr. Leandro Rama Sienna
Manual utilizado:	Manual de Calificación de Títulos Emitidos por Empresa

¹. La calificación otorgada puede estar sujeta a modificación en cualquier momento según se deriva de la metodología de trabajo de CARE.

Resumen General

CARE ha actualizado la calificación de las acciones emitidas por Areafin S.A., Sociedad Anónima que se constituyó para la proyección, construcción, administración, operación, mantenimiento y gestión comercial del "Parque Eólico Valentines", manteniendo la calificación A (uy).

Esta calificación analiza el riesgo de los tenedores de las acciones de recuperar el capital invertido y alcanzar una adecuada rentabilidad, producto de la explotación de un parque eólico que está ya generando energía.

A modo de resumen, los aspectos más destacados de la calificación son:

- Una opción de inversión en acciones preferidas que desde el punto de vista jurídico ofrece las garantías necesarias tal como se consignara en el informe elaborado por el asesor de CARE, el Dr. Leandro Rama Sienna que se adjuntara como anexo al informe de calificación original.
- Debe destacarse que la construcción del parque eólico se realizó a través de un contrato llave en mano con una empresa de primer nivel (Gamesa Eólica SL y Gamesa Uruguay S.R.L.) acordado y controlado por UTE. Esta empresa pública es la gestora del proyecto velando por su ejecución, por la obtención de todos los contratos y autorizaciones necesarias para su ejecución, y blindando con su participación varios riesgos característicos de este tipo de proyectos.
- La totalidad de los aerogeneradores (35) se encuentran generando energía, facturándose al precio acordado, el que es fijo y se actualiza según la paramétrica utilizada en otros contratos similares.
- El parque eólico demandó una inversión del orden de los 171 millones de dólares y fue financiado en un 70% a través de un endeudamiento de largo plazo a través de la Corporación Interamericana de Inversiones (IIC), y el 30% con el capital integrado por los tenedores de las acciones. El 80% del capital integrado corresponde a las Acciones Preferidas (inversores privados) y el 20% las Acciones Ordinarias (UTE).
- El negocio ofrece bajo ciertos supuestos una rentabilidad razonable para los inversores tenedores de las acciones preferidas, tal como fuera analizado por CARE para varios escenarios adversos, sensibilizando el Plan de Negocios original. Se trata de un negocio de renta variable gestionado por UTE y apalancado a través de un crédito de largo plazo, para cofinanciar con los tenedores de acciones. A la luz de los cambios en el panorama financiero internacional, se recalculó la Tasa de retorno esperada del capital del WACC (Weighted Average Cost of Capital), manteniéndose las conclusiones. Asimismo, CARE recalculó la TIR con el factor de utilización que surge de la producción real de energía del año 2018 (véase Sección IV).

- La generación de energía del parque durante el período transcurrido desde que se ha puesto en completa operación muestra una producción acumulada por debajo de lo esperado, aunque la información no parece aún consistente como para tomar conclusiones definitivas. Incluso en algunos pocos meses la producción ha estado por encima de lo esperado. Los técnicos de UTE informan que todo parece indicar que la diferencia se debe al factor viento y que habría que esperar a que transcurra más tiempo a los efectos de evaluar si las diferencias se mantendrán y por lo tanto sea necesario realizar algún ajuste al modelo. El factor de utilización de los aerogeneradores, que expresa en términos físicos la cantidad probable de energía a ser generada, fue chequeado en su momento por diversos estudios que lo entendieron razonable. El tiempo transcurrido aún no permite verificar si los rendimientos serán los esperados.
- Entre enero y diciembre de 2018, el parque produjo en total 277.674 MWh, lo que implica que durante ese período operó con un factor de capacidad del 45,28% en vez del 50,79% proyectado (10,8% menos). No obstante, ese factor de capacidad estaría determinando una tasa interna de retorno de 8,16%, manteniendo el resto de los supuestos del modelo original.
- En julio de 2018 se realizó la primer distribución de utilidades de la sociedad por un total de USD 5.403.300 que representaron aproximadamente 10,3% sobre el capital aportado, luego de recibir la conformidad de la entidad financiadora y obtener la aprobación de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas. Según informa UTE para el mes de mayo de 2019 está prevista una nueva distribución de dividendos, previa aprobación de la Asamblea de accionistas.
- La figura de UTE como gestor, así como su compromiso tanto económico como de gestión con el proyecto, constituye una de las la fortalezas principales para la calificación de las Acciones.
- El proyecto forma parte de una política de aceptación general así como de un plan estratégico de UTE que se viene desarrollando desde hace años. En este sentido se destaca el antecedente, entre otros, de dos emprendimientos de similares características aunque bajo la forma de Fideicomisos Financieros, los cuales se vienen desempeñando sin contratiempos desde el año 2015 (FF Pampa y FF Arias).
- En cuanto a las políticas públicas, independientemente de cualquier orientación partidaria, las evidencias son claras en cuanto a su mantenimiento. Por otra parte, existen indicios para el crecimiento del consumo de energía.

I. INTRODUCCIÓN

1. Alcance y marco conceptual de la calificación

CARE Calificadora de Riesgo ha sido contratada para actualizar la calificación de las Acciones Preferidas emitidas por Areafin S.A. la cual se encuentra operando comercialmente el Parque Eólico Valentines.

La calificación de riesgo supone la expresión de un punto de vista especializado por parte de una empresa autorizada a ese propósito por el Banco Central del Uruguay (BCU), que realiza la supervisión y control del sistema financiero, del mercado de valores, así como de las calificadoras de riesgo. La nota obtenida no representa no obstante una recomendación o una garantía de CARE para los inversores, y por tanto la calificación debe considerarse a los efectos de cualquier decisión como un punto de vista a considerar, entre otros. CARE no audita ni verifica la exactitud de la información presentada, la que sin embargo procede de fuentes confiables a su juicio.

El marco conceptual de esta calificación supone un ejercicio prospectivo por el cual se confiere una nota que califica el desempeño esperado de la empresa que emite las acciones, en su capacidad de satisfacer en el tiempo, conforme al plan de negocios que la administración está mandatada a realizar, una expectativa de rentabilidad aceptable y la recuperación del capital invertido. Admitido el rango de Tasas Internas de Retorno (T.I.R) derivado de múltiples simulaciones realizadas por CARE consideradas razonables para el proyecto en ocasión de su primera calificación, las futuras no se vincularán estrictamente con la obtención de esas cifras. En efecto, no se trata en este caso de una emisión con compromiso de rentabilidad fijo. Por tanto la nota no dependerá estrictamente del alcance de las Tasas Internas de Retorno calculadas en el proyecto, o de sus respectivas sensibilizaciones o de los costos de oportunidad del capital de los inversores. En definitiva la nota seguirá, entre otros criterios, el cumplimiento del proyecto y otros elementos que se juzguen aceptables en cada oportunidad.

CARE Calificadora de Riesgo es una calificadora con registros y manuales aprobados por el Banco Central del Uruguay con fecha 3 de abril de 1998. Califica conforme a su metodología oportunamente aprobada por dicha autoridad, seleccionando los profesionales necesarios para integrar en cada caso el comité de calificación, el que juzga en función de sus manuales². Estos, su código de ética, registros y antecedentes se encuentran disponibles en el sitio web: www.care.com.uy así como en el del regulador: www.bcu.gub.uy. El comité de calificación estuvo integrado en este caso por el Cr. Martín Durán Martínez, el Ing. Adrián Tamber y por el Ing. Julio Preve. Asimismo CARE contó con los servicios jurídicos del Dr. Leandro Rama Sienna, cuyo informe se adjuntó en la calificación original.

² En este caso se trata del Manual de Calificación de Títulos Emitidos por Empresas.

Esta calificación se actualiza periódicamente, no obstante la misma puede variar ante la aparición de hechos relevantes.

2. Antecedentes generales y hechos salientes del período

a) Antecedentes generales

Este proyecto es una de varias iniciativas que está llevando adelante la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas ("UTE") para ampliar la capacidad de generación basada en energías renovables y complementarias de la amplia oferta hidroeléctrica ya existente en el país.

El Proyecto consiste en la construcción y operación de una central de generación eólica de aproximadamente 70 MWh, a través de 35 aerogeneradores de 2.0 MWh, conectada al Sistema Interconectado Nacional.

UTE en su rol de promotor del Proyecto, aprovechando su amplia experiencia en iniciativas similares, ha seleccionado la localización geográfica, y ha procedido con la selección del contratista y negociación del financiamiento de corto y de largo plazo del Proyecto. Si bien en este caso el 80% de las acciones de la sociedad está en mano de inversores, la gestión operativa del emprendimiento estará a cargo de la UTE durante los 20 años que durará la inversión, plazo similar al de contrato PPA.

El Parque está ubicado en la zona de Valentines, departamento de Florida. En esta localidad UTE posee una medición de viento de más de 5 años, con resultados altamente favorables para el aprovechamiento eólico.

Para la ejecución integral de esta iniciativa se procedió a la selección de un contratista bajo la modalidad "llave en mano", siendo la firma seleccionada Gamesa Eólica SL y Gamesa Uruguay SRL.

Todos los contratos relacionados al emprendimiento eólico Valentines están realizados a 20 años, siendo una posibilidad el desmonte de los molinos, lo cual está previsto en el flujo de fondos del proyecto y en varios de los contratos. Si se desmonta o no el parque al final de la vida útil de los molinos dependerá de decisiones que se tomen en su momento; si les restara vida útil o existiera un valor residual la rentabilidad podría incluso mejorar. Lo que importa tener en cuenta es que durante ese período el Parque muy probablemente habrá cancelado con su flujo (energía vendida durante los 20 años del PPA), el financiamiento a largo plazo y todos los gastos asociados, pagando asimismo los dividendos correspondientes a los accionistas y devolviendo simultáneamente la inversión a los accionistas.

El 27 de enero de 2017 se emitió el certificado de Recepción Provisional del Suministro. Considerando que dicho certificado se emitió con posterioridad a la fecha comprometida contractualmente por la contratista, de acuerdo a lo establecido en el contrato de construcción llave en mano, se aplicaron a Gamesa penalidades por atraso por un total de USD 7.317.725 (USD 10.500.000 menos la energía generada) que permitieron a la sociedad compensar el desfase inicial de los flujos financieros respecto a los fondos previstos para el proyecto.

El factor de capacidad aportado por el proveedor para ese modelo de aerogenerador y con el layout ofertado, fue de 50,79% lo que da una producción anual esperada de 311.447 MWh/año.

El costo total del Proyecto fue del orden de USD 171 millones, que se financió aproximadamente en un 70% con cargo a un crédito internacional de largo plazo y el restante 30% fueron aportes de capital, de donde el 20% corresponde a capital aportado por UTE (acciones ordinarias) y el 80% restante fue a través de la emisión de acciones de oferta pública en el mercado de valores (acciones preferidas), que están cotizando ya en el mercado de capitales desde el 22 de diciembre de 2016.

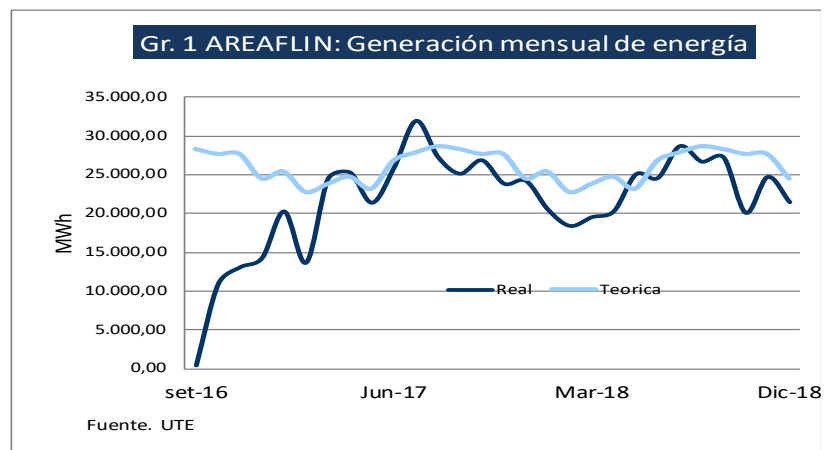
El financiamiento de largo plazo es a través de un crédito con Inter-American Investment Corporation (IIC) y China Co-financing Fund for Latin America and the Caribbean (China Fund). Estas instituciones aportaron la suma de USD 119.817.466 a través de un crédito a 18 años.

Respecto a la ejecución financiera del contrato de construcción llave en mano, se desarrolló de acuerdo a las previsiones presupuestales iniciales, presentando desviaciones mínimas que fueron cubiertas por la contingencia prevista en los flujos del proyecto.

b) Hechos salientes del período

La producción acumulada de energía eléctrica desde setiembre de 2016 hasta diciembre de 2018 estuvo un 17,0% por debajo de la esperada. Si se considera solamente el año 2017 la generación es tuvo un 6,6 por debajo de la teórica, mientras que en 2018 un 10,6% también por debajo.

En la siguiente gráfica se presenta la evolución histórica de la generación real de energía y la potencial o esperada. Como puede observarse, a pesar de que la generación viene estando por debajo de la esperada, existen algunos meses en donde la generación real la superó.



La grafica considera la generación de energía efectivamente volcada a la red, así como también la que por "restricciones operativas" no se pudo despachar. Esta última se origina en momentos que el parque está disponible para generar energía pero ya sea por exceso de oferta de energía para atender la demanda del mercado o por inconvenientes en las redes de transmisión, el Despacho Nacional de Cargas, unidad encargada de determinar el despacho de energía de todo el sistema nacional, indica al parque que restrinja su producción limitando la inyección de energía al sistema nacional integrado. Esta energía que el parque tiene disponible para inyectar pero que no es despachada por

causas ajenas al generador, igualmente se factura, ya que así los establece el decreto 59/015 y el contrato de compraventa de energía firmado con UTE.

El gestor luego de realizar diferentes análisis para determinar las posibles explicaciones a este desvío, considera que se debe a la incidencia del viento que ha mantenido un comportamiento fluctuante y poco alineado al promedio utilizado para las proyecciones iniciales. Asimismo señala que el parque está en su etapa inicial de funcionamiento con los consiguientes procesos de ajuste que ello implica. No obstante, de mantenerse esas diferencias los técnicos de UTE entienden que habrá que ajustar el modelo. A juicio de CARE estas apreciaciones parecen razonables y deberán confirmarse en el mediano plazo con un mayor período de generación.

En julio de 2018 luego de cumplir las condiciones estipuladas en el contrato de financiamiento firmado entre Areaflin SA y la entidad financiadora del parque y con la aprobación de la asamblea de accionistas, se procedió a realizar la primer distribución de utilidades de la sociedad por un total de USD 5.403.300 que representaron aproximadamente 10,3% sobre el capital aportado. Según lo que adelantara a CARE la UTE, en el mes de mayo de 2019 se realizará una nueva distribución de dividendos, una vez obtenida la conformidad del financiador y de la Asamblea General de Accionistas de la sociedad.

3. Información analizada:

- a)** Calificaciones realizadas por CARE a operaciones similares (Parque Eólico Pampa y Parque Eólico Arias).
- b)** Información de generación y facturación, suministrado por UTE.
- c)** Entrevistas con el personal técnico de UTE.
- d)** EE.CC consolidados auditados de UTE al 31/12/17 e intermedios al 30/9/18.
- e)** Estados financieros auditados de Areaflin S.A. al 31/12/2018.

II. LA SOCIEDAD Y LAS ACCIONES

Por resolución de Asamblea Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 12 de mayo de 2016 se aprobó por unanimidad el aumento de capital integrado de la sociedad por nuevos aportes por suscripción pública mediante la emisión de acciones escriturales preferidas de la sociedad por valor nominal de hasta pesos uruguayos equivalentes en su momento a USD 44.000.000 sin derecho a voto. Las acciones se emitieron en una única serie (Serie B) de oferta pública en la Bolsa de Valores de Montevideo (BVM) y en la Bolsa Electrónica de Valores de Uruguay (BEVSA).

En diciembre de 2016 la asamblea general extraordinaria de accionistas aceptó un aporte de capital por la suma de USD 45.209.640 por concepto de la colocación de oferta pública de Acciones Preferidas Clase B. Dicho aporte se imputó de la siguiente forma:

- a) La suma de USD 41.905.240, como capital integrado correspondiente a las Acciones Preferidas Clase B.
- b) El excedente recibido sobre la par en la etapa mayorista por la suma de USD 3.304.400, como Prima de Emisión.

La preferencia de las Acciones Preferidas Clase B consiste en: a) prioridad en el reembolso del capital en caso de liquidación; b) derecho a elección de un director titular miembro del directorio de la Sociedad. Asimismo, podrán percibir un dividendo ordinario anual en función de la disponibilidad libre de fondos paripassu con las Acciones Ordinarias.

El restante 20% del capital integrado de la Sociedad corresponde a las Acciones Ordinarias escriturales con derecho a un voto por acción, las cuales son propiedad de UTE.

El análisis jurídico

El análisis jurídico fue incluido como anexo en la calificación original (Informe de Contingencias Jurídicas, véase www.care.com.uy). El mismo procuraba descartar cualquier eventualidad de conflictos derivados por ejemplo de la construcción jurídica, los contratos respectivos, el cumplimiento con normas vigentes, etc. Nada de esto ha variado por lo que se considera innecesario reiterar acá in totum y sólo se recuerda su conclusión final:

“A modo de síntesis y contemplando todos los aspectos involucrados, la estructura jurídica adoptada se adecua al marco normativo vigente y no se advierten riesgos en el proceso de emisión de oferta pública proyectado”.

Por las características de esta calificación, el informe jurídico cobra singular relevancia, dado por ejemplo la cantidad de contratos que han debido analizarse, temas de derecho público tanto como privado, etc.

Riesgos considerados

Riesgo jurídico de estructura. Comprende el análisis de la eventualidad de incumplimientos en el pago a los accionistas, derivado de defectos en la estructura jurídica por no cumplir con alguna norma vigente, así como eventualmente por la aplicación de sentencias judiciales derivadas de demandas de posibles perjudicados por la creación oportunamente descrita. *Visto el informe antes mencionado se concluye que el riesgo jurídico de estructura se considera casi nulo.*

Riesgo por iliquidez. Las acciones se han diseñado para ser líquidas. Por este motivo, la liquidez puede considerarse adecuada dadas las características del mercado uruguayo. No obstante este proceso no es instantáneo y puede llevar un tiempo imposible de determinar. *El riesgo es bajo.*

III. LA ADMINISTRACIÓN

Tan importante resulta en este tipo de operaciones el análisis crítico de los flujos proyectados (ampliamente desarrollado en la sección pertinente) como la idoneidad de quienes tienen a su cargo la ejecución y administración del proyecto presentado.

En tal sentido, se visualizan los siguientes actores a considerar

- **Areaflin SA**, el emisor
- **UTE, el gestor**
- **Gamesa Eólica SL y Gamesa Uruguay SRL**, los contratistas

a. El emisor

El emisor de las Acciones Preferidas es Areaflin SA, una sociedad anónima abierta constituida bajo las leyes uruguayas el 29 de noviembre de 2012. Desde diciembre de 2016, su capital accionario se encuentra representado por:

- Acciones Ordinarias escriturales Clase A (20 % del capital integrado) que no cotizan en bolsa y cuya titularidad es exclusiva de la UTE.
- Acciones Preferidas escriturales Clase B (80 % del capital integrado) que cotizan en la Bolsa de Valores de Montevideo y cuya titularidad es detenida por inversores privados. Estos accionistas tienen derecho a designar un representante en el Directorio aunque sin derecho a voto.

El cierre del ejercicio económico de la sociedad es el 31 de diciembre de cada año y cualquiera sea la integración del Directorio, la UTE mantiene el poder de decisión. El auditor externo es Deloitte SC, designado el 2 de diciembre de 2015.

Atendiendo lo dispuesto por la Ley No. 18.627 y su decreto reglamentario No. 322/011 en lo que refiere a disposiciones de Gobierno Corporativo, el Directorio creó el Comité de Auditoría y Vigilancia como órgano dependiente del mismo. Está integrado por los miembros de la Comisión Fiscal.

El parque eólico que administra, ubicado en la localidad de Valentines, ya se encuentra operativo y facturando el 100 % de la energía producida desde el 5/1/17.

De lo expresado se desprende que, más allá de la situación financiera del emisor y de su capacidad técnica, lo relevante es la presencia de la UTE como gestor y garante del funcionamiento del parque eólico que sustenta el valor de las acciones emitidas.

No obstante, interesa obviamente la marcha de la sociedad como reflejo de la marcha del proyecto. A continuación se informan, en forma resumida, los estados de situación y resultados de la sociedad al cierre del 31/12/18 y su comparativo con periodos anteriores.

Cuadro 1: Estado de Situación Areaflin SA (miles u\$s)

Concepto	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2016
Activo	167.907	176.086	191.284
Activo Corriente	32.436	32.759	40.370
Activo no Corriente	135.472	143.327	150.914
Pasivo	113.810	118.049	139.179
Pasivo Corriente	7.840	8.235	133.723
Pasivo no Corriente	105.970	109.814	5.456
Patrimonio	54.097	58.037	52.106
Pasivo y Patrimonio	167.907	176.086	191.284
Razón Corriente	4,14	3,98	0,30

Fuente: EE.CC Areaflin SA

Al cierre, el capital social de la sociedad ascendía a \$ 7.250 millones y el capital efectivamente integrado era de \$ 1.498.112.330 (20 % en Ordinarias clase A y 80 % en Preferidas Clase B) esto se corresponde con el patrimonio contable.

Cuadro 2: Estado de Resultados Areaflin SA (miles u\$s)

Concepto	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2016
Venta de energía eléctrica	18.661	19.028	1.811
Costo de explotación	(9.990)	(9.021)	(1.240)
Resultado Bruto	8.671	10.007	571
Gastos de administración y ventas	(317)	(380)	(73)
Resultado Operativo	8.355	9.628	498
Resultados diversos	70	-	(0)
Resultados financieros	(6.829)	(5.688)	(658)
Resultados antes IRAE	1.596	3.940	(160)
IRAE	(133)	1.991	415
Resultado del periodo	1.463	5.932	255
Resultado por acción	0,001	0,004	0,007

Fuente: EE.CC Areaflin SA

Esta operación encuadra dentro de lo que se conoce como "Acuerdo de Concesión de Servicios" según la interpretación que hace la dirección de la sociedad de la CINIIF 12. Esto significa que el operador no debe reconocer en su activo la infraestructura que da lugar al contrato de servicios sino que debe reconocer un activo financiero por el derecho que el contrato le da. Esto se refleja como un activo intangible no corriente.

Como se detallara en informes anteriores, con fecha 15/3/17 la sociedad firmó contrato de financiamiento de largo plazo con dos organismos multilaterales de crédito por un monto algo menor a USD 120 millones. De esta operación financiera derivan los costos por intereses que se reflejan en el estado de resultados y el pasivo de largo plazo. Como se ha descrito en anteriores informes, este pasivo (el principal que tiene Areaflin SA, está completamente garantido). En cuanto al riesgo de cambios en la tasa de interés, según se desprende del contrato de financiamiento, ya se ha informado que la sociedad contrató y mantiene vigente, un instrumento financiero derivado con el BBVA-España (swap) con el objeto precisamente de mitigar dicho riesgo. Este crédito ya se ha desembolsado en su totalidad y se está amortizando normalmente.

Se ha convocado una Asamblea Especial de Accionistas a titulares de las Acciones Clase B para el día 23/4/19 con el objetivo, entre otros, de informar Memoria y Balance del ejercicio 2018; brindar informe del Comité de Auditoría y Vigilancia y resolver sobre una propuesta de distribución de dividendos.

En definitiva, se considera que la marcha del proyecto se viene desarrollando razonablemente dentro de lo previsto.

b. UTE, gestor.

La UTE tiene un rol clave en esta operación. No solamente en el diseño de la misma, que fue concebida como un paso más en la política que el ente viene llevando adelante desde hace años, sino por el papel directo que desempeña en su ejecución y como garante.

A continuación se mencionan, a título informativo, las responsabilidades asumidas por la UTE en el lanzamiento del proyecto con la salvedad que algunas de ellas, por haberse culminado la obra, ya no son de aplicación.

- Es el gestor, lo que implica que, por contrato, asiste a la sociedad en todos los aspectos operativos del parque eólico. En particular se encarga de: monitoreo de la construcción del parque; gestión de los permisos regulatorios; gestión de las pólizas de seguros; gestión del financiamiento a largo plazo; gestión de la operativa del parque por los 20 años que dura el contrato PPA.
- Es el adquirente de la energía que produzca el parque mediante contrato PPA a 20 años en condiciones similares a los contratos privados que ya tiene con otros operadores. Incluso, se compromete a empezar a pagar anticipadamente energía a partir del mes 25 de iniciadas las obras como si estuviera produciendo, en caso que haya demoras imprevistas.
- Se comprometió a aportar los eventuales sobrecostos que pudiera haber en la construcción del parque, no previstos en el presupuesto original por hasta un monto de USD 8 millones (esto no ocurrió)
- Se compromete a mantener la titularidad de al menos el 20 % de las acciones de Areaflin SA
- Fue el fiador, a favor de Gamesa, que garantizó los pagos asumidos por la sociedad en el marco del Contrato Llave en Mano. En tal sentido, el 12/5/15 firmó el contrato de fianza (esto tampoco fue necesario)
- En caso de incumplimiento de Areaflin SA con el financiador de largo plazo, UTE se compromete a subrogarla en sus obligaciones.

La capacidad jurídica y técnica de la UTE para asumir las obligaciones contraídas en esta operación fue analizada en ocasión de la calificación original y la misma no mereció objeción alguna. Nada ha cambiado por lo que se mantiene la misma opinión y no se considera necesario reiterar dicho análisis.

En esta sección nos limitaremos entonces a realizar un seguimiento de su condición económico financiera.

Capacidad económica financiera

La UTE tiene participación en otras empresas (de dimensiones económicas marginales, al menos por ahora) lo que lleva que sus EE.CC se presenten individualmente y en forma consolidada.

En los cuadros subsiguientes se exponen los estados de situación patrimonial y el de resultados (intermedios) al 30/9/18 y su comparativo con periodos anteriores.

Cuadro 3: UTE Estado de Situación Patrimonial consolidado (millones de \$)			
Conceptos	30-set-18	31-Dic-17	31-Dic-16
Activo Corriente	33.656	29.947	26.035
Activo no Corriente	230.324	229.911	208.488
Total Activo	263.980	259.858	234.523
Pasivo Corriente	19.265	21.602	28.008
Pasivo no corriente	111.198	106.445	82.523
Total Pasivo	130.463	128.047	110.531
Patrimonio	133.517	131.811	123.991
Total Pasivo y Patrimonio	263.980	259.858	234.523
Razón Corriente	1,75	1,39	0,93

Fuente: EE.CC consolidados de UTE

Como se ve, la situación patrimonial del grupo es muy sólida y responde casi en su totalidad a la empresa controladora (UTE) ya que el patrimonio atribuible a las acciones en empresas controladas en relación al total es muy menor. La liquidez, medida como el cociente entre el activo y el pasivo corrientes (razón corriente) es alta.

Cuadro 4: UTE Estado de Resultados consolidado (millones de \$)			
Conceptos	30-set-18	30-set-17	31-Dic-17
Ingresos de explotación	39.812	38.778	51.263
Costos de ventas	(20.119)	(16.206)	(23.987)
Resultados bruto	19.692	22.572	27.276
Gastos Adm. y Ventas	(6.076)	(5.555)	(9.738)
Resultados diversos	(459)	164	204
Resultados operativos	13.157	17.181	17.742
Resultados financieros	(302)	(2.114)	(2.360)
Resultados antes de impuestos	12.855	15.067	15.382
Impuesto a la renta	208	(961)	(945)
Resultado neto del período	13.063	14.106	14.437
Otros Resultados Integrales	2.054	(177)	(280)
Resultado Integral del período	15.116	13.930	14.157

Fuente: EE.CC consolidados de UTE

El último cierre, parcial, muestra una vez más un superávit superior al del periodo anterior

UTE ha demostrado, además, tener un buen acceso al mercado financiero de corto y largo plazo como lo demuestran múltiples operaciones de este tipo. Incluso a través de emisiones de obligaciones negociables de oferta pública, por la cual ha recibido la calificación AAA (grado inversor máximo).

Por otra parte, como ya se ha señalado en anteriores actualizaciones, la magnitud de los compromisos asumidos en esta operación y otras operaciones análogas mencionadas, en relación a su patrimonio y facturación es muy menor.

Se concluye entonces que desde el punto de vista económico financiero, la UTE no debería tener problemas de afrontar los compromisos asumidos.

c. GAMESA, contratista

Para la ejecución integral de esta iniciativa se procedió a la selección de una empresa contratista de probada experiencia en el sector, con antecedentes en diversas partes del mundo e incluso en Uruguay ya que fue adjudicataria de un contrato similar a éste en el marco del denominado "Fideicomiso Financiero Arias". Su selección se hizo a través de un proceso licitatorio cuya legitimidad fue analizada y verificada en el informe de contingencias jurídicas que acompañó el informe de calificación original.

Se trata de Gamesa Eólica SL y Gamesa Uruguay SRL, filiales de Gamesa Energía SA³ quién otorgó a aquellas una garantía corporativa por eventuales incumplimientos del "Contrato de Construcción Llave en Mano"; adicionalmente, la "empresa madre" otorgó, el 22/5/15, garantía adicional por USD 15.314.715 hasta que se entregue la obra hecho que ya ocurrió.

En ocasión de la calificación original se dio cuenta de la solvencia técnica y los antecedentes de la firma para llevar adelante este tipo de emprendimiento. Esto no ha cambiado por lo que se considera innecesario reiterarlo. Por otra parte, la obra ha concluido y ya está operativa, restando únicamente la supervisión de funcionamiento según contrato respectivo. En este sentido, no se advierte riesgo alguno en el cumplimiento de la función de supervisión de parte de una empresa de reputación internacional sujeta a contrato que involucra a una empresa del estado uruguayo.

Por otra parte, opera la garantía de fiel cumplimiento constituida en ocasión del Contrato Llave en Mano y, de haberse liberado esta, el contratante está facultado a retener hasta el 100 % de los haberes del contratista en la eventualidad de constatarse algún incumplimiento.

Cabe recordar, además, que la misma empresa ha sido adjudicataria de un contrato similar en otro emprendimiento análogo a este, también calificado por CARE y con resultados satisfactorios, hasta ahora.

³. En adelante GAMESA

Riesgos considerados:

Riesgo jurídico, por incumplimiento de alguna disposición por parte de la sociedad o de la empresa gestora. Ambas contingencias, fueron analizadas en el informe jurídico. En consecuencia, se considera que desde este punto de vista el *riesgo es casi nulo*.

Riesgo administración, determinado por la actuación de los tres agentes principales involucrados con el proyecto a saber: el constructor, proveedor y encargado de mantenimiento (Gamesa); el gestor de todo el proyecto – UTE- incluyendo todos los permisos necesarios así como el contralor de la ejecución; y la sociedad titular del proyecto. Considerando la particular idoneidad demostrada por los tres agentes, su nivel de compromiso y profesionalidad para cumplir con la función prevista en el prospecto y los contratos respectivos; considerando además, que se ha creado una estructura administrativa, de controles y garantías para coordinar la actuación de los tres agentes, *se considera que el riesgo de incumplimiento de la administración con las responsabilidades del proyecto es muy bajo*.

Riesgo constructivo, al estar la obra concluida, la consideración de este riesgo carece de sentido.

IV. EL FLUJO FUTURO DE FONDOS

El análisis del flujo futuro de fondos depende esencialmente de dos circunstancias; la primera de ellas podría ser una modificación del precio de los bienes comercializados, lo que en este caso no aplica por la forma de venta de la energía producida. El otro cambio podría ser derivado de la cantidad física de energía provista, que tampoco hay razón por el momento para cambiar, hasta tanto el parque se encuentre generando energía durante un tiempo mínimo que permita sacar conclusiones.

La fecha de inicio de la puesta en funcionamiento del parque tuvo un leve retraso y también se pudo constatar que hasta el momento la generación estuvo por debajo del valor teórico esperado. La UTE entiende que esta menor producción podría explicarse como consecuencia de los ajustes de operación y posiblemente también por menores vientos reales respecto del teórico esperado (promedio de 10 años); con un mayor período de generación esta tendencia se confirmará o no.

Interesa por lo tanto analizar si estos desfases pudieron haber tenido efectos negativos sobre los ingresos del parque y sobre su rentabilidad futura. En el siguiente cuadro se presenta la evolución de la facturación esperada y la real (esta última incluye también las facturas correspondientes a las restricciones operativas).

Cuadro 5.- Facturación prevista y real de energía eléctrica de Areaflin SA

Período de producción	Dólares		
	Teórico	Real	Diferencia
Setiembre a Diciembre de 2016	7.161.570	2.048.920	(5.112.650)
Enero a Diciembre de 2017	20.452.724	19.057.583	(1.395.142)
Enero a Diciembre de 2018	20.599.104	18.618.029	(1.981.076)
Total	48.213.398	39.724.531	(8.488.867)

Fuente: UTE

La menor venta de energía implicó una diferencia en menos de facturación de 8,5 millones de dólares, lo que fue parcialmente compensado por las penalidades cobradas a Gamesa, que como ya fuera expuesto fueron por 7,3 millones de dólares. El desvío por el momento no es significativo, habrá que ver en el mediano plazo si los valores reales de generación se alinean con los teóricos esperados, de lo contrario, si el futuro se mantienen estos desvíos, los mismos podrían llegar a erosionar la rentabilidad prevista en el prospecto.

1. Evaluación de rentabilidad de la inversión y de los riesgos asociados.

El Proyecto plantea una Tasa Interna de Retorno para el inversor de 12,50% en el escenario de base para las Acciones Preferidas, el cual supone un factor de capacidad de 50,79%⁴. A este respecto y del análisis de los supuestos introducidos en el mismo, vale la pena indicar que resultan razonables en opinión de CARE y de los técnicos consultados.

No obstante lo anterior, CARE realizó en su momento un análisis de sensibilidad del proyecto con el objetivo de estudiar el efecto de las variables más relevantes del modelo de negocio en el desempeño del mismo.

4. La Evaluación energética realizada por la consultora independiente GL Garrand Hassan Ibérica S.L le asigna un factor de capacidad de 50,79 lo que da una producción anual de esperada de 311.447 MWh/año.

La rentabilidad esperada de cualquier proyecto de inversión por lo general está determinada por el comportamiento previsto de múltiples variables que afectan los ingresos o los costos de la actividad: precios de los productos, volúmenes de producción, clima, costos de los insumos, variaciones de tipo de cambio, costo de la mano de obra, del financiamiento, tecnología, etc.

En el caso particular de este proyecto, la mayor parte de estas variables se encuentran acotadas y son predecibles para toda la vida útil del proyecto. A los efectos de realizar los análisis de sensibilidad se entendió conveniente evaluar el impacto que podría generar una posible menor producción de energía que la esperada y un eventual aumento en el costo del financiamiento de largo plazo.

- **Producción de energía:** el principal factor de influencia sobre el retorno de la operación es el llamado *factor de aprovechamiento o factor de capacidad de los aerogeneradores del parque*. Este factor indica el porcentaje de energía generada efectivamente por el parque sobre el potencial máximo del mismo.
- **Costo del financiamiento:** la tasa de interés de los préstamos de largo plazo establecen un componente fijo y uno variable, este segundo toma como base la Libor, y si bien se proyecta un crecimiento de la tasa en el largo plazo⁵ –que por otra parte resulta razonable- este componente podría incrementarse por encima de lo estimado y afectar la rentabilidad esperada de las acciones⁶.

Estas son las únicas dos variables que se tuvieron en cuenta a los efectos de realizar los análisis de sensibilidad de la tasa interna de retorno.

Los otros factores que podrían generar incertidumbre en el resultado del proyecto han sido mitigados por la estructura contractual del negocio. La inversión ya se realizó y fue sobre la base de lo proyectado, por lo tanto ese potencial riesgo ya no existirá.

1.1. Análisis de sensibilidad

Si bien ya se encuentra operativo el parque y produciendo energía con la totalidad de los aerogeneradores, aún la información generada no es suficiente como para modificar los criterios utilizados en las sensibilizaciones, por lo que el análisis que se realizó en la calificación original sigue totalmente vigente.

Con el objetivo de modelar el comportamiento esperado de la Tasa Interna de Retorno, se realizó un análisis de sensibilidad, a través de la modificación a la baja del factor de capacidad del proyecto, esto es el nivel de aprovechamiento efectivo de los equipos de generación instalados respecto de su potencial y también considerando un mayor costo del financiamiento.

En este sentido se procedió a realizar dos escenarios calculándose para cada uno la o las tasas internas de retorno, según sea el caso. Dichos escenarios son:

⁵ El componente variable de la tasa de interés empieza en 0,98% en el año 2016 y termina en 2,75% en el año 2036

⁶ Este riesgo ha sido mitigado, ya que el 16/3/17 la sociedad contrató un instrumento derivado con BBVA con el objeto de cubrirse del riesgo de interés asociado a los tramos del préstamo. Esta cobertura consiste en un swap de tipo de interés variable contra interés fijo..

Escenario 1. Se supuso en este caso que el factor de capacidad del proyecto sería inferior al estimado en el prospecto, suponiéndose una reducción de un 5%, 10% o un 15%, menor al esperado. Para el caso del costo del financiamiento se supuso un aumento más acelerado del esperado en la tasa libor a partir del año 2021. A continuación se presentan los resultados obtenidos. En esta oportunidad, se calcularon también las tasas internas de retornos que derivarían en el caso de que la generación de energía (el factor de capacidad), fuera durante todo el período el que se verificó en el año 2018.

Cuadro 6: TIR de las acciones preferidas bajo diferentes situaciones					
Factor de Capacidad	Producción en MWh	Tasa de Interés de los préstamos (antes de impuestos)			
		Original (5,36%)	5,81%	6,04%	
Esperado:	50,79%	311.447	12,50%	11,80%	11,50%
5% menor:	48,25%	295.875	10,54%	9,89%	9,54%
10% menor:	45,71%	280.302	8,52%	7,84%	7,51%
15% menor:	43,71%	264.730	6,43%	5,76%	5,43%
Factor de Capacidad real de 2018- 45,28%			277.674	8,16%	7,51%

Fuente: Elaborado por CARE

Cómo era de esperarse, el factor de capacidad es la variable de mayor incidencia en la rentabilidad. Por su parte, el aumento de la tasa Libor a partir del año 2021 tiene efectos marginales, ya que ese incremento se produce dentro de algunos años y en ese momento ya se ha comenzado a abatir el endeudamiento.

La TIR esperada para las acciones de Areafin SA se mantendría en niveles aceptables aún si se diera una reducción en el factor de capacidad, y por lo tanto en la producción y venta de energía, de hasta un 15% respecto de la esperada, incluso en el caso de que se incremente la tasa variable de interés del préstamo de largo plazo.

Como puede observarse, el factor de capacidad real del año 2018 se ubicó dentro del rango de las sensibilizaciones realizadas, por lo que una reducción mucho mayor en el factor de capacidad sería de muy baja probabilidad.

Escenario 2. En este caso se estimó que la generación de ingresos del parque solo permitiera cubrir sus costos operativos, el servicio de la deuda y recuperar el capital invertido pero sin intereses. Esto implica que se determinó el nivel de factor de capacidad que resultara en una TIR del inversor igual a cero. En otras palabras, cuál sería el factor de capacidad “de indiferencia”, es decir, aquél que permitiría que el flujo de fondos esperado apenas alcance para honrar el crédito pero no alcanzar una TIR positiva.

Una TIR igual a cero se obtendría en el caso de que el Parque proyectado opere con un factor de capacidad del 36,77%. Dada la información disponible respecto de otros parques, y consultas realizadas por CARE con informantes calificados, la probabilidad de ocurrencia de este escenario –durante todo el período- sería muy baja o prácticamente nula⁷.

⁷ Pérez Benech, Daniel y Cataldo José: “Analysis of the uruguayan large scale wind energy generation an its energetic.....”

Entre enero y diciembre de 2018, el parque generó un total de 277.674 MWh, lo que implica que durante ese año operó con un factor de capacidad del 45,28% en vez del 50,79% proyectado. Este factor de capacidad está muy por encima de los valores críticos, y aún ante la eventualidad de mantenerse estaría asegurando una TIR para los inversores del 8,16%.

En resumen, el proyecto presenta una sólida expectativa de alcanzar tasas de retorno positivas para el inversor. Aún frente a contingencias adversas como las descritas en el Escenario 1.

1.2. Nueva estimación del Costo de Oportunidad del Capital.

Con el objetivo de testear algunos supuestos introducidos en las proyecciones del plan de negocios presentado, en ocasión de la calificación original CARE profundizó el análisis del costo de oportunidad del capital para descontar los flujos de fondos. Para ello se calculó el costo promedio ponderado del capital (WACC⁸) del presente proyecto.

El Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC)⁹ es una tasa de descuento que mide el costo de capital utilizado para invertir en el proyecto y se define como la media ponderada entre la proporción de recursos propios y la proporción de recursos ajenos (como la deuda); el valor así obtenido es la tasa de descuento que se emplea para descontar el flujo de fondos del proyecto. En este caso el costo de la deuda sería la tasa de interés correspondiente a la operación del crédito de largo plazo, mientras que el de los recursos propios es el costo de oportunidad de los inversionistas. A continuación, se presenta la fórmula de cálculo del costo de los recursos financieros del proyecto.

$$WACC = E(r_i) * \frac{E}{E + D} + r_d * (1 - t) * \frac{D}{E + D}$$

Donde:

E(ri): Tasa de retorno esperada del capital (propio)

E: Capital propio (acciones)

D: Deuda (crédito de largo plazo)

Rd: tasa de interés de la deuda (el prospecto supone un 5,574%)

t: tasa de impuesto corporativo

El punto fundamental para el cálculo del WACC es la estimación de la retribución de los fondos propios (E(ri)); para ello, se utilizó el modelo de valoración CAPM¹⁰ (Capital Asset Pricing Model), el cual tiene en cuenta la sensibilidad del activo al riesgo no-diversificable (conocido también como riesgo del mercado o riesgo sistémico, representado por el símbolo de beta (β), así como también la rentabilidad esperada del mercado y la rentabilidad esperada de un activo teóricamente libre de riesgo. A los efectos de considerar los riesgos sistémicos se utilizaron los "betas" de Damodaran¹¹. En consecuencia para el cálculo del costo de los fondos propios se aplica la siguiente fórmula:

⁸. Weighted Average Cost of Capital

⁹. Weighted Average Cost of Capital

¹⁰. El CAPM es un modelo para calcular el precio de un activo y pasivo o una cartera de inversiones.

¹¹. A. Damodaran, "Estimating Equity Risk Premiums" Stern School of Business.

$$E(r_i) = r_f + \beta_{im}(E(r_m) - r_f) + Er_p$$

Dónde:

E(ri) : Tasa de retorno esperada del capital

rf: Tasa libre de riesgo

β_{im} : Riesgo sistemático propio respecto del riesgo de mercado

(E(r_m) - rf) : Prima de Riesgo país. Es el premio por riesgo específico al mercado que opera el proyecto.

Er_p: Prima por riesgo específico a la compañía o proyecto evaluado¹²

Para definir la tasa libre de riesgo se opta normalmente por utilizar los promedios de 20 años de los rendimientos de los Treasury Bonds 10 Years de la Reserva Federal de los Estados Unidos. Ese promedio resulta demasiado exigente respecto al costo de oportunidad del capital, dado que incluye valores de fines de la década de los noventa y comienzos de la década del 2000, en que el rendimiento se ubicaba entre 5 y 7%, cuando en los últimos diez años, ese rendimiento se ubicó en 2,48%.

Por su parte el riesgo país, medido a través del índice UBI de República AFAP, también incorpora datos "anómalos" cuando se incluye el período de la crisis de 2002. Si bien es una realidad que la economía uruguaya atraviesa en determinados períodos de crisis de esa magnitud, no se considera muy probable que ello pueda ocurrir en el futuro mediano plazo. Si se consideran los datos de este indicador para el promedio de los últimos 15, 10, o 5 años, e incluso a valores actuales, se arriba a tasas menores.

Como forma de evitar utilizar los valores extremos, ya sea de los bonos de EEUU como del índice UBI, se consideró oportuno utilizar el promedio de los últimos 10 años para ambos indicadores, suponiendo que sería una forma de predecir lo que pudiera ocurrir en el futuro. En este sentido, para el caso del rendimiento de los bonos americanos se consideró 2,48% (actualmente en 2,64%). Para el riesgo país (índice UBI), se consideraron 192 puntos básicos (actualmente en 162).

Aplicando estos valores se llega a una tasa de retorno esperada para el capital propio del 5,87%, sensiblemente más baja que a TIR esperada del inversor para el proyecto en el modelo original (12,5%), lo que nos indicaría que la tasa prevista es superior a la teórica. Si bien estas comparaciones no pueden tomarse en sentido estricto, constituyen una referencia que –entre otras– ayuda a conformar un juicio acerca de la inversión.

Finalmente, si consideramos esta tasa junto a la del costo del crédito y las participaciones de ambas fuentes de financiamiento, la tasa de descuento (WACC) aplicable a este proyecto sería de 5,66%, sensiblemente inferior a la TIR del proyecto y a las derivadas de la sensibilización.

Esto indica que según estas metodologías, el proyecto sería atractivo para el inversor y la proporción de fondos propios sobre fondos totales sería adecuada.

¹². Se consideró la prima por riesgo promedio de compañías del sector energías renovables en mercados emergentes según A. Damodaran.

Riesgos considerados:

Riesgo de generación de flujos. El riesgo de la no generación de flujos para generar una razonable rentabilidad para las acciones es relativamente bajo, aún en condiciones de una menor producción esperada y de un incremento en los costos de financiamiento del proyecto. Por otra parte, la probabilidad de que el factor de capacidad sea menor a 36,77% es menor, que es el que en un escenario como el que se describió, pagaría el crédito, reintegraría el capital pero dejaría la TIR del inversor en 0. *Riesgo bajo.*

Riesgo de descalce de monedas. El descalce de monedas es prácticamente inexistente debido a que los ingresos del proyecto y la mayor parte de sus compromisos están expresados en dólares. Los costos en moneda nacional representan una proporción menor del total. *Riesgo casi nulo.*

En definitiva, el emprendimiento está en condiciones de cumplir los objetivos del proyecto.

V. EL ENTORNO

Este análisis refiere a la evaluación de factores futuros propios del entorno, externos al proyecto, que pueden afectar el desempeño del activo subyacente. El mismo comprende por tanto el análisis prospectivo por ejemplo del mercado en el que se inserta o del que proviene ese flujo, así como su dependencia de políticas públicas y de la perspectiva de su mantenimiento. En este caso la generación de flujos no tiene vínculo alguno con el desempeño de algún negocio o mercado concreto a ser evaluado en su capacidad de generar flujos ya que el precio de venta de energía es fijo. Algo análogo ocurre con las cantidades generadas en el tiempo. No hay por tanto una oferta y demanda a analizar ya que el flujo se genera por decisión de la UTE, y no por operaciones empresariales desarrolladas por agentes económicos. En consecuencia no corresponde el análisis del llamado **riesgo mercado**. Sí en cambio corresponde evaluar lo que genéricamente llamamos el **riesgo político**, vinculado a la probabilidad de mantenimiento de las políticas públicas que dan lugar a esta construcción financiera.

El riesgo político se va a analizar en tres enfoques: el de la política energética, en particular en lo que refiere a la generación de energía eólica; el de la continuidad de las decisiones de su principal ejecutor, la UTE; y el de su consistencia con consideraciones del riesgo contingente del Uruguay. Al final se harán consideraciones sobre otro aspecto de riesgo sistémico, el asociado al cambio técnico en la generación de energía eólica.

1. El riesgo político en la perspectiva de la política energética general

La política energética es una política de Estado que de hecho fue planteada en sus lineamientos estratégicos desde 2005, y ha sido recogida en un documento titulado "Política energética 2005 - 2030"¹³. Aprobada en sus lineamientos estratégicos por el Poder Ejecutivo en 2008, fue avalada por la Comisión Multipartidaria de Energía, conformada por los partidos políticos con representación parlamentaria en 2010. Su objetivo general señala: "Diversificación de la matriz energética, tanto de fuentes como de proveedores, procurando reducir costos, disminuir la dependencia del petróleo y buscando fomentar la participación de fuentes energéticas autóctonas, en particular las renovables." Describe asimismo una institucionalidad en la que destaca la cooperación público privada, y establece metas cuantificables destacando las referidas a la energía eólica.

Queda claro pues que la construcción del Parque es consistente con una política de largo plazo, de amplia base política de aprobación, siendo asimismo funcional a sus metas para los próximos años.

2. El riesgo político en la perspectiva de la política institucional del gestor (UTE)

Más allá de la estabilidad económica del gestor, corresponde analizar la operación del Parque en su consistencia con la política institucional, y la capacidad de ejecutar en un plazo largo las obligaciones derivadas de su función.

¹³. Puede consultarse en www.dne.gub.uy

Al analizar la información disponible destacan elementos de continuidad institucional, de preocupación por la mejora continua, de atención a aspectos de cultura empresarial internos, de consistencia con políticas energéticas de largo plazo, y de grado de compromiso con ellas. En este sentido llama la atención que cuando la empresa describe el comienzo de una nueva etapa en la historia de la gestión lo sitúa 27 años atrás señalando: “en 1987 inició un proyecto corporativo de Mejora de la Gestión en procura de un cambio cultural, sustentado en los pilares de “orientación al cliente”, “mejora de la rentabilidad” y afirmación de los principios de “calidad, pertenencia y responsabilidad”. (tomado del prospecto). Hay una evidente preocupación por la mejora de todos los procesos lo que se evidencia en las múltiples certificaciones logradas. También es notorio su impulso a la generación eólica, consistente asimismo con la política energética general. En este sentido desde 2010 UTE ha comenzado a desarrollar una estrategia de cambio de la matriz energética apuntando a la incorporación de energía proveniente de fuentes renovables. En particular, la política de generación eólica ha establecido diferentes líneas de acción: licitación para la instalación de parques eólicos por parte de empresas privadas a las cuales UTE les asegura la compra de la energía generada; instalación de parques propios; y otros proyectos a implementarse a través de diferentes vehículos con participación de UTE de hasta un 20% en el capital¹⁴.

Se puede observar el resultado de la política de incremento de las fuentes renovables en la matriz energética ya que en 2015, la energía eólica producida en el país representaba el 17% del total de la generación, mientras que en 2018 ese porcentaje pasó a ser del 38%.

Cuadro 7. Composición energética de Uruguay por fuente en GWh

	2015	2016	2017	2018
Hidráulica	8.018	7.552	7.145	6.139
Eólica	2.058	2.988	3.768	4.719
Biomasa	829	862	902	812
Fotovoltaica	43	142	253	390
Térmica	927	430	225	360
TOTAL	11.875	11.974	12.293	12.420

Fuente: UTE Página WEB

Lo anterior evidencia la fortaleza del compromiso institucional de UTE, factor clave para la mitigación o anulación de diversos riesgos.

La generación eléctrica en el país ha crecido en forma significativa en los últimos años, de la mano de la producción eólica y fotovoltaica y en consecuencia no solamente se ha reducido la necesidad de producir energía con combustibles fósiles sino que también se han ido generando saldos exportables. En el año 2018, la UTE exportó 1.038 GWh mientras que los generadores privados exportaron también 156 GWh.

Por otra parte y aunque no tiene que ver con los ingresos por venta de energía ya que éstos están fijos por la modalidad del contrato PPA, constituye un hecho importante considerar que a juzgar por parámetros internacionales de comparación, cabe esperar un aumento de la demanda doméstica de energía, consistente con este aumento de la oferta, ya que el consumo medio per cápita de los uruguayos se encuentra por debajo del de los países con mayor desarrollo.

¹⁴. Un completo detalle de todos los parques, privados y públicos, terminados o en desarrollo, puede consultarse en www.parqueseolicos.gub.uy

Cuadro 8: Consumo per cápita de Kw en 2017

Ranking	País	Consumo	Ranking	País	Consumo
8	Canadá	14,502	56	Italia	4,764
9	Finlandia	14,329	62	Portugal	4,339
11	EEUU	11,974	63	China	4,292
19	Australia	9,624	68	Chile	3,820
20	N. Zelanda	8,853	89	Uruguay	2,803
33	Japón	7,383	90	Argentina	2,766
41	Alemania	6,385	97	Brasil	2,414
43	Israel	6,359	98	Venezuela	2,364
55	España	4,910			

Fuente: Indexmundi cien primeros países

A modo de ejemplo se presenta en el siguiente cuadro la evolución de las ventas de energía en el mercado interno, así como también la evolución del número de servicios activos.

Cuadro 9: Ventas de energía y servicios activos

	2015	2016	2017
Energ. vendida al mer.int.(miles dólares)	1.462.789	1.513.295	1.651.309
Energía vendida al mercado int. (GWh)	8.513	8.904	8.559
Número de servicios activos	1.415.401	1.437.506	1.460.432

Fuente: UTE en Cifras. Página WEB

3. El riesgo político en la perspectiva del riesgo contingente del país

Las operaciones de endeudamiento de los Entes Autónomos pueden considerarse una parte del riesgo contingente del país. En efecto y dada su naturaleza jurídica, cualquier aumento en su endeudamiento puede estudiarse en conjunto con otros compromisos de la deuda pública. En este caso, la participación en una sociedad anónima en donde solamente aporta capital por el 20% de la integración inicial, y el 80% restante proviene de la emisión de acciones, permite encarar la construcción del Parque con un aporte acotado y sin incurrir en nuevo endeudamiento de UTE. En efecto es la sociedad con su previsión de ingresos y en general de su plan de negocios, el que pagará la rentabilidad de las acciones y el crédito que apalanca la inversión. La responsabilidad de UTE respecto del endeudamiento de largo plazo es subsidiaria, operando luego de Areaflin SA. Por lo tanto, la UTE contablemente no debe registrar provisiones por estos conceptos por lo que no afecta la estructura financiera de la empresa en cuanto al nivel de endeudamiento.

Cabe consignar además, que a pesar de las discusiones sobre las diferentes visiones sobre el papel de los entes autónomos y su política de inversiones, se ha ratificado el proyecto lo que implica una fortaleza agregada.

4. El riesgo de cambio técnico

Cabe preguntarse qué podría pasar a largo plazo si por temas tecnológicos pudieran introducirse otras fuentes de energía que aconsejaran dejar de lado la eólica. O en su caso que otras técnicas permitieran un aprovechamiento mayor de la energía eólica diferente a la prevista con este Parque. Estos elementos podrían hacer caer el precio spot¹⁵. Empero, como el contrato se realiza a un precio fijo, este riesgo es inexistente.

En consecuencia el riesgo entorno, descompuesto como se detalló, se considera casi nulo.

¹⁵. El precio SPOT de la energía, es el costo que resulta para el Sistema Interconectado Nacional por despachar una unidad adicional de demanda, respetando los criterios de economía, seguridad y calidad vigentes. En la medida que este precio resulta de cerrar el balance entre la demanda (incremental) y los recursos de generación disponibles, es un valor que teóricamente puede cambiar hora a hora. Por otra parte, teniendo en cuenta que el parque de generación uruguayo es fuertemente hidráulico, y aún con insuficiente respaldo térmico, el precio SPOT tiene muy importantes variaciones: entre cero, por ejemplo cuando están "llenas" todas las represas y 250 USD/MWh, (en épocas de sequía extrema).

VI. CALIFICACIÓN DE RIESGO

El dictamen se construye a partir de la asignación de ponderadores y puntajes a los factores de riesgo que integran cada área de riesgo (los títulos, la administración en sus tres agentes, los activos subyacentes y el flujo de fondos, y el entorno). Dispuestos en una matriz, los indicadores de cada factor en cada área de riesgo, van generando puntajes a juicio del comité calificador que van conformando el puntaje final. Éste se corresponde con una nota de acuerdo al manual de calificación.

En función del análisis de los principales riesgos identificados en cada sección; teniendo presente los diversos enfoques técnicos -jurídicos, cualitativos y cuantitativos - tanto los presentados por el estructurador como los realizados por CARE; con la información públicamente disponible; el comité de calificación de CARE entiende que las acciones preferidas a emitir por Areaflin SA recogen la calificación A (uy) de la escala de nuestra metodología¹⁶.

Comité de Calificación



Ing. Julio Preve



Cr. Martín Durán Martínez



Ing. Agr. Adrián Tamber

¹⁶. CATEGORÍA A.uy Se trata de instrumentos que presentan para el inversor un riesgo bajo ya que evidencian un buen desempeño y una buena capacidad de pago. El propio papel, la condición de la administradora y de las empresas involucradas, la calidad de los activos, su capacidad de generar los recursos y la política de inversiones, y las características del entorno, dan satisfacción a los análisis practicados. A juicio del comité calificador solo en casos extremos, eventuales cambios en los activos o sus flujos, en la sociedad emisora, en los sectores económicos involucrados, o en la marcha de la economía, pueden incrementar levemente el riesgo del instrumento, que se muestra discretamente sensible a variaciones en las condiciones económicas o de mercado. La probabilidad de cambios desfavorables previsible en el entorno es baja y compatible con la capacidad de la entidad de manejarlos, aunque incrementando también levemente el riesgo. **Grado de inversión con observaciones.**