

CARE

CALIFICADORA DE RIESGO

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

Montevideo, octubre de 2017

4	RESUMEN GENERAL
7	I INTRODUCCIÓN
12	II LA SOCIEDAD Y LAS ACCIONES
14	III LA ADMINISTRACION
20	IV EL FLUJO FUTURO DE FONDOS
25	V EL ENTORNO
29	VI CALIFICACIÓN DE RIESGO

Actualización de Calificación Oferta Pública 19/10/2017

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 de Calificación:	Ing. Adrián Tamber, Ing. Julio Preve y Cr. Martín Durán.
Manual Utilizado:	Manual de Calificación de Títulos Emitidos por Empresa
Calificación de Riesgo:	Acciones preferidas A (uy)
Vigencia de la calificación:	Hasta el 30 de abril de 2018 ¹ .
Análisis de contingencias jurídicas:	Dr. Leandro Rama Sienna

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", con 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 y en los ajustes finales de su construcción.

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.
- El 27 de enero de 2017 se emitió el certificado de Recepción Provisional del Suministro, por lo que se entiende concluida la fase de construcción. Dicha Recepción Provisional se realizó en una fecha posterior a la acordada en el contrato con la empresa contratista, por lo que de acuerdo a las cláusulas contractuales Gamesa debió pagar la suma de 7.3 millones de dólares que le permitieron a la sociedad compensar el desfase de los flujos financieros respecto de los fondos previstos para el proyecto.
- A la fecha, la totalidad de los aerogeneradores (35) se encuentran generando energía, y desde el 5 de enero de 2017 (fecha de emisión del Acta de Habilitación Final del Parque) se está facturando al 100% del precio acordado.
- En los primeros meses de funcionamiento del parque la generación de energía no fue la esperada, lo que se explica por la puesta gradual en funcionamiento de los aerogeneradores y porque los vientos en los meses del verano en general son menores a los de otras estaciones. La generación fue aumentando en forma gradual y a partir del mes de abril ya no se verificaron desvíos significativos con respecto a lo previsto. De cualquier manera se requerirá de un plazo mayor a los efectos de poder concluir si la generación de energía es o no la esperada por el proyecto.

- El parque eólico demandó una inversión del orden de los 171,1 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) el cual fue desembolsado en su totalidad el 27 de abril de 2017, 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).
- Desde el punto de vista económico, la ejecución del contrato de construcción llave en mano se desarrolló de acuerdo a las previsiones presupuestales iniciales, presentando mínimas desviaciones que fueron cubiertas por la contingencia prevista en el proyecto.
- UTE es gestor del crédito, los contratos, compra la energía a precio pre establecido a través de un contrato PPA (Power Purchase Agreement), gestiona permisos, verifica los avances de obra que generan los pagos, verifica el cumplimiento de la legislación laboral, etc. La figura de UTE como gestor, así como su compromiso tanto económico como de gestión con el proyecto, constituye una de las fortalezas principales para la calificación de las Acciones.
- El operador, es decir, la empresa que suministró los molinos, los instaló y supervisa su funcionamiento por cinco años renovables; es una empresa de primer nivel reconocida en esta materia.
- El factor de utilización de los molinos, que expresa en términos físicos la cantidad probable de energía a ser generada, ha sido chequeado por diversos estudios nacionales e internacionales que lo entienden razonable. El precio de la energía es fijo y se actualiza según la paramétrica utilizada en otros contratos similares.
- Un negocio que 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.
- Existen disposiciones de gobierno corporativo que establecen un adecuado equilibrio entre la administración y la representación de los accionistas
- 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 de dos emprendimientos de similares características aunque bajo la forma de Fideicomisos Financieros, los cuales fueron emitidos en forma exitosa en el año 2015 (FF Pampa y FF Arias).

- Si bien la Sociedad tiene un plazo de 100 años, 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, todos los gastos asociados y los dividendos a los accionistas.
- 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, que aseguran la pertinencia de este tipo de emprendimientos.

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 ni 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 esta ocasión, las futuras no se vincularán estrictamente con la obtención de estas 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 de generación de energía que se juzguen aceptables en ocasión de cada recalificación.

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 Sienra, cuyo informe se adjuntó en la calificación original.

Esta calificación se actualiza periódicamente, no obstante la misma puede variar ante la aparición de hechos relevantes. En los primeros años se considerarán tales, además, la evaluación que haga UTE de la gestión operativa del parque eólico, la que se recogerá en los informes periódicos previstos.

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

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 MW, 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 estará 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". Con fecha de 10 de setiembre de 2014, se celebró un contrato de construcción llave en mano con Gamesa Eólica SL y Gamesa Uruguay SRL para el suministro, instalación y puesta en marcha de 35 aerogeneradores de 2,0 MWh. El 12 de mayo de 2015 se procedió a dar la Notificación de Comienzo de Suministro, entrando en vigor las obligaciones contractuales para ambas partes, entre las cuales se establece el plazo de construcción del parque eólico.

Desde el punto de vista de la producción del parque, en setiembre de 2016 se inició la generación de energía de prueba que Areaflin SA facturó a UTE, según lo establecido en el contrato de compra venta de energía, al 80% de su precio. El 5 de enero de 2017, UTE emitió el Acta de Habilitación Final del parque, lo que ha permitido a Areaflin SA, facturar la totalidad de la energía producida desde esa fecha al 100% del precio contractual (2017: USD 65,67 por MWh).

El 27 de enero de 2017 se emitió el certificado de Recepción Provisional del Suministro de acuerdo a lo establecido en el contrato de construcción llave en mano firmado entre Areaflin y Gamesa. En dicha oportunidad se entiende por concluida sustancialmente la fase de construcción, habiéndose acordado un listado de tareas pendientes por las cuales la contratista constituyó una garantía por el 150% del valor de dichos conceptos.

Teniendo en cuenta que la Recepción Provisional del Suministro se realizó 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 7.317.725,49 (USD 10.500.000 menos la energía generada) que permitieron a la sociedad

compensar el desfase 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 se estimó en USD 171,1 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. El préstamo se firmó en las condiciones pactadas el 15 de marzo de 2017.

La ejecución financiera del proyecto se desarrolló dentro del presupuesto establecido, presentando algunos sobrecostos mínimos relativos básicamente a tasas y tributos originados por el inicio de la facturación de energía que no fueron considerados en el modelo financiero en la etapa de construcción. Este monto de USD 1.213.711 se atendió perfectamente por el monto destinado a contingencias. Otro aspecto a destacar son las penalidades aplicadas a la contratista de acuerdo a lo establecido en el contrato de construcción llave en mano, en virtud del atraso en la construcción que provocó la generación de costos adicionales y desfases en los ingresos previstos en la sociedad, por lo cual el flujo del proyecto ha quedado compensado.

Se presenta a continuación un resumen de fuentes y usos de los fondos del proyecto:

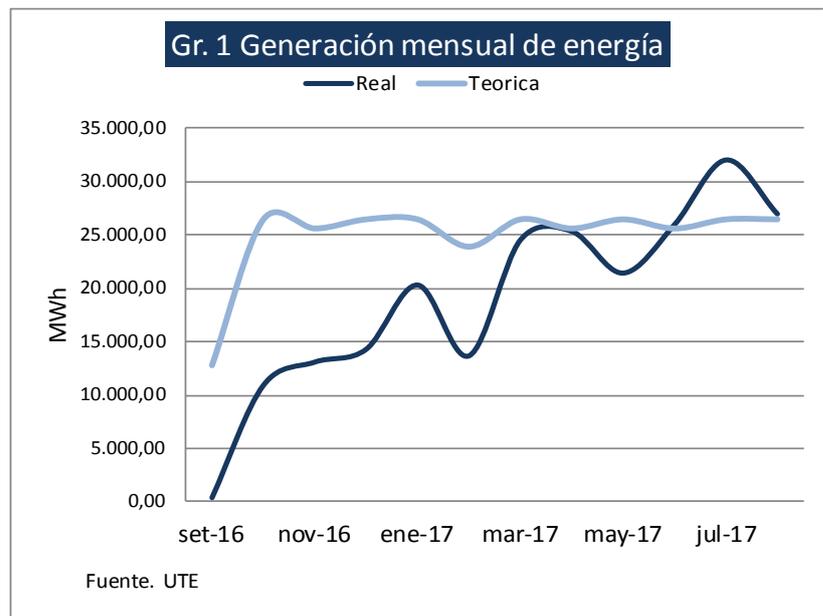
Cuadro 1: Fuentes y usos de fondos en millones de dólares

Fuentes	
Monto desembolsado IIC	119,82
Monto capital aportado	52,33
	7,32
Total Fuentes	179,47
Usos	
Pagos realizados	163,80
Total Pagos	163,80
Saldo	15,70

Fuente: UTE

b) Hechos salientes del período

- El 27 de abril de 2017 se realizó el desembolso la totalidad de los préstamos de largo plazo. Debe tenerse presente que con anterioridad a la fecha de la emisión, la Sociedad –con la garantía de UTE- tomó préstamos por la suma de USD 109 millones, a través de los bancos ITAU, Santander y BBVA. Estos préstamos puente que posibilitaron que el Parque hubiera comenzado a construirse previo a la emisión de las acciones y previo también a la concreción del crédito de largo plazo fueron cancelados por la Sociedad una vez desembolsado este último.
- El 1ro. de mayo de 2017 se inició la fase de operación y mantenimiento, fecha desde la cual entraron en vigencia todas las cláusulas establecidas en el contrato de Garantía, Operación y Mantenimiento firmado con Gamesa.
- Con relación a la generación de energía, a la fecha se puede constatar que luego de un período de ajuste y puesta en funcionamiento de los aerogeneradores en donde la generación real fue menor a la esperada, en los últimos meses esas diferencias se han minimizado. En la siguiente gráfica puede observarse que a partir de abril de 2017 las diferencias entre la generación real y la esperada se han reducido a niveles mínimos e incluso en algunos meses la real ha superado a la esperada.



Nota: La producción real se estimó como lineal, o sea no contempla la estacionalidad de los vientos.

- De cualquier manera, será necesario completar un mayor período de funcionamiento pleno del parque a los efectos de conocer si la generación prevista (estimada sobre la base de un factor de planta de 50,79%), se verifica finalmente.

- 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. A tales efectos la liquidación de este concepto es realizado por la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) en base a un modelo diseñado considerando los comportamientos históricos de los aerogeneradores y el viento existente.
- Hasta la fecha, el parque no ha distribuido utilidades entre los tenedores de los Certificados de Participación, lo que sí está previsto para el mes de abril de 2018.
- El 2 de octubre de 2017 se realizó la asamblea de accionistas la cual estuvo a cargo del Director Titular Cr. Gonzalo Pérez Méndez representante de los accionistas B que son en la actualidad más de 10 mil. En la misma participaron más de 300 personas y fue básicamente informativa, presentándose también información sobre los niveles de producción, expectativas de rentabilidad, destacándose que las acciones han venido aumentando en forma sistemática, ubicándose en la actualidad en 125.

c) Información analizada:

- a) Calificación original de CARE y actualizaciones posteriores.
- b) Calificaciones realizadas por CARE a operaciones similares (Parque Eólico Pampa y Parque Eólico Arias)
- c) Información de generación y facturación, suministrado por UTE.
- d) Informes de avance al 30/6/2017 elaborado por el Gestor (UTE).
- e) EE.CC auditados de UTE al 30/12/16
- f) Estados financieros intermedios de Areafin S.A. al 30/06/2017.

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 a USD 44.000.000 sin derecho a voto. A emitirse 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). 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.

Para verificar y profundizar todos estos aspectos, se recomienda consultar el Anexo 1 de la calificación original.

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 y en algunos casos podría ocasionar una pérdida de parte del capital invertido. *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

- **Areafin 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 Areafin 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.

A continuación se informan, en forma resumida, los estados de situación y resultados de la sociedad al cierre intermedio del 30/6/17.

Cuadro 2: Estado de Situación Areafin SA (miles u\$s)

Concepto	30/6/17	31/12/16
Activo	200.357	191.284
Activo Corriente	51.821	40.370
Activo no Corriente	148.536	150.914
Pasivo	144.850	139.179
Pasivo Corriente	33.227	133.723
Pasivo no Corriente	111.623	5.456
Patrimonio	55.507	52.106
Pasivo y Patrimonio	200.356	191.284
Razón Corriente	1,56	0,30

Fuente: EE.CC Areafin SA

Cuadro 3: Estado de Resultados Areafin SA (miles u\$s)

Concepto	30/6/17	30/6/16
Venta de energía eléctrica	8.569	-
Costo de venta	(3.768)	-
Resultado Bruto	4.801	-
Gastos de administración	(198)	(9)
Resultado Operativo	4.603	(9)
Resultados diversos	-	(1)
Resultados financieros	(2.358)	91
IRAE	1.157	507
Resultado del periodo	3.401	588

Fuente: EE.CC Areafin 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.

Al 30/6/17 se han efectuado pagos a Gamesa Eólica SL y Gamesa Uruguay SRL por un total de USD 141.400.041 incluyendo un anticipo financiero efectuado por UTE y pagos realizados con certificados de crédito. La firma proveedora no logró cumplir con la fecha de recepción provisoria estipulada, por lo que Areafin SA aplicó las penalidades previstas en el contrato

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. Al 30/6/17 se han recibido desembolsos asociados con el préstamo mencionado por USD 119.817.463 y se realizó el pago de la primer cuota de amortización de capital.

El 16/3/17 la empresa contrató un instrumento derivado con BBVA con el objeto de cubrirse del riesgo de interés asociado a los tramos del préstamo mencionado con tasa libor. La cobertura contratada consiste en un swap de tipo de interés variable contra interés fijo mitigando de esta forma el riesgo interés variable de un préstamo a largo plazo.

Como hechos posteriores al cierre de junio analizado, se consigna que el 13/7/17 se canceló un pasivo con la UTE por USD 5.455.722 y el 26/7/17 se

recibieron por parte de Gamesa dos vales bancarios en concepto de garantía de suministro por un total de USD 2.746.500.

En definitiva, la marcha del proyecto se viene desarrollando 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 (más allá de cierta demora en la entrega, cubierta por disposiciones contractuales) sin mayores desvíos a lo previsto, 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 compromete 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.
- Se compromete a mantener la titularidad de al menos el 20 % de las acciones de Areaflin SA
- Es el fiador, a favor de Gamesa, que garantiza 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.

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 económico 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 por los tres últimos ejercicios, en ambos casos, consolidados.

Cuadro 4: UTE Estado de Situación Patrimonial consolidado (millones de \$)			
Conceptos	31/12/16	31/12/15	31/12/14
Activo Corriente	26.035	23.886	19.719
Activo no Corriente	208.488	185.146	141.742
Total Activo	234.523	209.032	161.461
Pasivo Corriente	28.008	19.553	14.559
Pasivo no corriente	82.523	68.784	42.427
Total Pasivo	110.531	88.337	56.986
Patrimonio	123.991	120.695	104.475
Total Pasivo y Patrimonio	234.523	209.032	161.461
Razón Corriente	0,93	1,22	1,35

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) quedó por debajo de la unidad en el último ejercicio pero dentro de rangos aceptables.

Cuadro 5: UTE Estado de Resultados consolidado (millones de \$)			
Conceptos	31/12/16	31/12/15	31/12/14
Ingresos de explotación	47.488	40.343	39.061
Costos de explotación	(22.439)	(24.204)	(20.548)
Resultados de explotación	25.048	16.138	18.513
Gastos Adm. y Ventas	(8.597)	(8.583)	(7.136)
Resultados diversos	(1.378)	(630)	(219)
Resultados financieros	(2.667)	(1.624)	(1.196)
Resultados antes de impuestos	12.407	5.301	9.962
Impuesto a la renta	(164)	620	1.087
Resultado neto del período	12.243	5.921	11.049
Otros Resultados Integrales	(246)	1.981	37
Resultado Integral del período	11.997	7.902	11.086

Fuente: EE.CC consolidados de UTE

El último cierre muestra una vez más un superávit importante, sensiblemente superior al mismo período del año anterior (52 %).

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).

Dos operaciones similares a esta en cuanto a los objetivos, aunque una de ellas con estructura de financiamiento diferente, han alcanzado un éxito de colocación de las emisiones similar constituyéndose en una demostración de confianza destacable por parte de los inversores.

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 en este fideicomiso.

..

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 SA ³ 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 a la fecha de este informe 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 algunos ajustes finales y 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.

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 alguna para cambiar, hasta tanto el parque se encuentre generando energía durante un tiempo mínimo que permita sacar conclusiones.

Sin embargo, como ya fuera expuesto, la fecha de inicio de la puesta en funcionamiento del parque tuvo un leve retraso y también se pudo constatar que en los primeros meses de operación la generación estuvo por debajo del promedio mensual lineal esperado, como consecuencia de los ajustes de operación y a que los meses del verano son los de menor viento en el año. Como ya se comentó, a partir de abril la generación de energía se alineó a lo esperado e incluso en los meses de julio y agosto estuvo por encima.

Interesa por lo tanto analizar si estos desfasajes 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 6.- Facturación Prevista real de energía eléctrica de Pampa			
Mes de producción	Dólares		
	Teórico	Real	Diferencia
set-16	847.043	21.003	(826.040)
oct-16	1.750.556	578.048	(1.172.508)
nov-16	1.694.086	693.189	(1.000.897)
dic-16	1.750.556	756.680	(993.875)
ene-17	1.737.066	1.294.577	(442.488)
feb-17	1.568.962	898.111	(670.852)
mar-17	1.737.066	1.610.100	(126.965)
abr-17	1.681.031	1.663.376	(17.655)
may-17	1.737.066	1.406.620	(330.445)
jun-17	1.681.031	1.705.142	24.111
jul-17	1.737.066	2.102.092	365.027
ago-17	1.737.066	1.770.497	33.431
Total	19.658.593	14.499.435	(5.159.158)

Fuente: UTE

Puede observarse claramente que si se considera la facturación acumulada de abril a agosto los ingresos reales son mayores a la facturación teórica esperada.

Por otra parte, la menor facturación real acumulada en todo el período respecto de la proyectada (5,16 millones de dólares) es compensada en gran medida por las penalidades que se aplican a Gamesa, que como ya fuera expuesto son de 7,32 millones de dólares.

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.

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.

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.

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.

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. Los costos de la inversión están fijados bajo la modalidad de contrato de ejecución de obra llave en mano, además la construcción ya se terminó por lo que este potencial riesgo ya no existirá.

1.1. Análisis de sensibilidad

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:

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 2021⁷. A continuación se presentan los resultados obtenidos.

Cuadro 7: TIR de las acciones preferidas bajo diferentes situaciones

Factor de Capacidad	Tasa de Interés de los préstamos (antes de impuestos)			
	Producción en MWh	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%

Fuente: 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. Considerando los equipos que se están instalando y los estudios técnicos disponibles, la probabilidad de que se registre una reducción mayor al 15 % en la producción esperada de energía, sería muy baja.

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 nula⁸.

Lo anterior permite concluir, que 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,

⁷. El posible incremento de la tasa de interés está acotado en su potencial, ya que si llegara a existir un incremento muy importante en la Libor, seguramente se producirá un aumento en el precio acordado para la venta de la energía, ya que la paramétrica considera la devaluación del dólar a nivel internacional.

⁸. Pérez Benech, Daniel y Cataldo José: “Analysis of the uruguayan large scale wind energy generation an its energetic.....”

1.2. Costo del Capital y Valor Presente Neto del 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:

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

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 2,76%.

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.

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

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 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, ó 5 años, e incluso a valores actuales, se arriba a tasas menores.

Por estos motivos, a los efectos de calcular estos indicadores se tuvieron en cuenta los niveles de riesgo actuales¹³, que son aquellos sobre los cuales los inversores deben tomar las decisiones. De cualquier manera entre los numerosos valores posibles, se tomaron aquellos que responden a un criterio conservador, lo que implica una tasa de descuento exigente.

Aplicando estos valores se llega a una tasa de retorno esperada para el capital propio del 6,14%. Este valor es inferior a la 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 5,57%, sensiblemente inferior a la TIR del proyecto.

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

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 es muy baja (casi nula) de que el factor de capacidad sea menor a 36,77%, 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.

¹³. En esta oportunidad se mantuvieron los mismos criterios que en la última actualización ya que se constató que las variaciones en los niveles de riesgo no ameritaban modificar las estimaciones.

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"¹⁴. 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 construcción y 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.

¹⁴.. 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 capital.¹⁵

Se puede observar el resultado de la política de incremento de las fuentes renovables en la matriz energética ya que en 2014, la energía eólica apenas representaba 0.9 % del total mientras que en 2016, antes de la puesta en funcionamiento total de este parque y otros comentados en este informe, la energía eólica producida por la UTE representó el 2.59 % del total generado.

Cuadro 8. Energía Generada en GWh			
	2014	2015	2016
PRODUCCIÓN DE UTE			
Hidráulica	4.225	2.954	3.029
Térmica	628	895	402
Eólica	112	298	305
Fotovoltaica	1	1	1
COMPRA			
Salto Grande	5.256	4.755	4.425
Argentina y Brasil	-	2	24
Agentes Productores	1.289	2.691	3.674
TOTAL	11.511	11.596	11.860

Fuente: UTE en Cifras. Página WEB

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

Por otra parte y aunque no tiene que ver con los ingresos por venta de energía ya que estos 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. Así lo indica el cuadro siguiente que muestra que el consumo nacional, si bien crece más que el promedio mundial, no alcanza todavía el promedio del mundo y está por debajo del de los países desarrollados.

¹⁵. Un completo detalle de todos los parques, privados y públicos, terminados o en desarrollo, puede consultarse en www.parqueseolicos.gub.uy

CUADRO 9: Consumo anual de Kw/cápita en países seleccionados

	2011	2012	2013	2014	Aumento *
Alemania	7.146	7.270	7.019	7.035	6%
Arabia Saudita	7.870	8.405	8.741	9.444	68%
Argentina	2.901	2.955	3.093	3.052	47%
Australia	10.712	10.398	10.134	10.077	-1%
Belgica	8.021	7.987	7.967	7.709	-7%
Brasil	2.394	2.462	2.529	2.601	37%
Chile	3.590	3.810	3.879	3.912	56%
Colombia	1.121	1.150	1.177	1.270	55%
Costa Rica	1.899	1.957	1.955	1.958	29%
España	5.599	5.573	5.401	5.356	4%
U.S.A.	13.240	12.954	12.988	12.987	-5%
Paraguay	1.283	1.368	1.473	1.563	76%
Suiza	7.928	7.886	7.807	7.520	-4%
Uruguay	2.808	2.932	2.985	3.068	51%
Venezuela	3.336	3.413	3.245	2.658	1%
Mundo	3.031	3.064	3.104	3.126	31%

* Aumento 2014/2000

Fte. Banco Mundial - Actualizado 10-2017-

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, ambos indicadores muestran una tendencia creciente en los últimos años.

Cuadro 10. Ventas de energía y servicios activos

	2014	2015	2016
Energía vendida al mer.int.(miles de dólares)	1.649.504	1.462.789	1.511.295
Energía vendida al mercado interno (GWh)	8.427	8.513	8.898
Número de servicios activos	1.398.126	1.415.401	1.437.506

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 del cambio de gobierno y 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 spot¹⁶. 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 mínimo

¹⁶. 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 Areafin SA recogen la calificación A (uy) de la escala de nuestra metodología.¹⁷

Comité de Calificación



¹⁷. 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.**



Ing. Julio Preve



Cr. Martín Durán Martínez