

ACTUALIZACIÓN DE
CALIFICACIÓN DE RIESGO
DE CERTIFICADOS DE
PARTICIPACIÓN EN EL DOMINIO
FIDUCIARIO DEL
“FIDEICOMISO FINANCIERO
ARIAS”

Montevideo, febrero de 2026

4	RESUMEN GENERAL
6	I INTRODUCCIÓN
11	II EL FIDEICOMISO Y LOS CERTIFICADOS DE PARTICIPACION
13	III LA ADMINISTRACION
19	IV EL ACTIVO SUBYACENTE Y EL FLUJO FUTURO DE FONDOS
24	V EL ENTORNO
28	VI CALIFICACIÓN DE RIESGO

**Actualización de Calificación de Riesgo de los Certificados de Participación de Oferta Pública del FIDEICOMISO FINANCIERO ARIAS
24 - febrero - 2026**

Fiduciario:	República Afisa
Fideicomitente, gestor, beneficiario:	UTE (Usinas y Trasmisiones Eléctricas)
Monto de la emisión:	USD 53,6 millones
Fecha de suscripción:	21 de diciembre de 2015
Plazo:	hasta la extinción del fideicomiso, prevista en 20 años y no más de 30 años.
Entidad Registrante y Representante:	Bolsa de Valores de Montevideo SA.
Bienes fideicomitados:	(entre otros) Aportes de suscriptores incluso UTE, aerogeneradores, contratos, activos financieros.
Calificación de Riesgo:	A.uy
Vigencia de la calificación:	30 de noviembre de 2026
Análisis de contingencias jurídicas:	Dr. Leandro Rama Sienra
Comité de Calificación:	Julio Preve, Martín Durán Martínez y Adrián Tambler.
Manual Utilizado:	Manual de Calificación de Finanzas Estructuradas Administradas por Terceros ¹

¹. Disponible en www.care.com.uy

Resumen General

CARE ha actualizado la calificación de riesgo de los certificados de participación en el dominio fiduciario del “Fideicomiso Financiero ARIAS” manteniendo la calificación A.uy.

Los elementos más destacados de la calificación son:

- Una construcción financiera que desde el punto de vista jurídico ofrece las garantías necesarias tal como surge del informe jurídico que se adjuntara como anexo en la calificación original.
- La construcción del parque eólico se realizó mediante un contrato llave en mano con una empresa de primer nivel (Gamesa Eólica SL) acordado y controlado por UTE. La ejecución del contrato se desarrolló de acuerdo a las previsiones presupuestales iniciales, presentando mínimas desviaciones que fueron cubiertas por la contingencia prevista en el proyecto.
- La totalidad de los aerogeneradores (35) se encuentra generando energía desde mediados de 2017, y facturando al precio acordado, el que es fijo y se actualiza según la paramétrica utilizada en otros contratos similares.
- En agosto de 2021 se ajustaron las proyecciones de producción. La nueva estimación de producción de largo plazo en P50 (en el 50% de los casos se situaría en ese nivel o más) es de 286.270 MWh/año. En los últimos 8 años (2018 a 2025), el parque produjo unos 273.196 MWh en promedio por año, lo que implica que durante ese período operó con un factor de capacidad del 44,55%.
- La producción del parque en el 2025 se ubicó un 13,6% por debajo de la nueva estimación en P50 presentada por Barlovento en el informe de agosto de 2021, siendo el año de menor producción desde el inicio. No obstante, la producción promedio desde la puesta en funcionamiento pleno del parque, está aproximadamente un 4,6% por debajo de la teórica, luego del ajuste de 2021.
- En base a los flujos de fondos reales ejecutados hasta diciembre de 2024, actualizando los costos y proyectando la generación de energía ajustada en 2021, el operador estima que la rentabilidad esperada estaría alineada con la proyectada antes de la instalación del parque, arrojando una TIR para el inversor en el entorno del 10,34%². CARE volvió a sensibilizar la TIR obteniendo resultados algo menores, pero igualmente razonables (ver Sección IV).
- Es un negocio que a juicio de CARE sigue ofreciendo una rentabilidad razonable para los inversores beneficiarios de los Certificados de Participación, tal como fuera analizado por la calificadora 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 beneficiarios de los CPs.

² . Informe semestral a inversores a junio 2025.

- En noviembre de 2025 se realizó la distribución de fondos correspondiente al segundo semestre del año por un monto total de USD 1,8 millones, lo que sumado a lo distribuido en el primer semestre determinó un total de 5 millones de dólares en el año. El monto total de las distribuciones (entre rescate de capital y dividendos) realizadas hasta la fecha, asciende a 53,17 millones de dólares, casi el 100% de la emisión y se encuentra razonablemente alineado con lo proyectado en el modelo original.
- El financiamiento del proyecto eólico Arias se estructuró 70% con préstamo a largo plazo y 30% a través de la emisión de certificados de participación del Fideicomiso Financiero Arias. Los certificados de participación del fideicomiso se adjudicaron 20% a UTE y 80% a través de subasta pública en el Mercado de Valores.
- Se resalta el papel decisivo de UTE gestionando y garantizando diversas contingencias vinculadas con la remuneración de los CP.
- El proyecto formó parte de una política de aceptación general así como de un plan estratégico de UTE que se viene desarrollando desde hace años.
- En cuanto a las políticas públicas, independientemente de cualquier orientación partidaria no hay evidencia de que las mismas vayan en el sentido de afectar los parques ya existentes. 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 los certificados de participación en el dominio fiduciario del fideicomiso financiero denominado “Fideicomiso Financiero ARIAS”.

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 del fideicomiso, 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. Admitido el rango de Tasas Internas de Retorno (T.I.R) derivado de múltiples simulaciones realizadas por CARE como razonables para el proyecto en su primera calificación, las siguientes no se vinculan 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 el alcance de objetivos constructivos y de generación de energía que se juzguen aceptables en ocasión de cada actualización.

CARE Calificadora de Riesgo es una calificadora con registros y manuales aprobados por el Banco Central del Uruguay a partir del 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 manuales. 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 Martín Durán Martínez, Adrián Tambler y Julio Preve. Asimismo CARE contó oportunamente con los servicios jurídicos del Dr. Leandro Rama Sienra, cuyo informe se adjuntó en ocasión de la calificación original.

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 consistió en la construcción y operación de una central de generación eólica de 70 MWh (35 aerogeneradores de 2 MWh), conectada al Sistema Interconectado Nacional. El parque le vende el 100% de su energía a UTE, a través de un contrato de compraventa de energía (el PPA³) de 20 años de plazo.

El parque se construyó en la Colonia Arias del Instituto Nacional de Colonización ubicada en el departamento de Flores localizada a 20 km de la ruta No. 3 a la altura del km 132.

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, una empresa líder mundial en construcción y operación de parques eólicos, y con presencia en el mercado nacional. La empresa presentó una oferta de financiamiento de largo plazo a través del Banco Interamericano de Desarrollo.

Con fecha 23 de setiembre de 2017 se otorgó el certificado de Recepción Provisional del Suministro. Considerando que de acuerdo al contrato de construcción llave en mano, cronograma presentado por la contratista y adendas contractuales, la fecha comprometida de Recepción Provisional era 28 de julio de 2017, se aplicaron las penalidades correspondientes por un total de USD 4.221.803.

El factor de capacidad aportado por el proveedor para ese modelo de aerogenerador y con el layout ofertado, fue de 54.2%. Dicho factor fue revisado por los especialistas de UTE y considerando la evaluación energética realizada por la consultora independiente DNV-Garrad Hassan contratada se le asignó un factor de capacidad de 49,44%, factor con el cual se llevó a cabo la evaluación económica del proyecto. La generación estimada originalmente en el prospecto fue de 303.150 KWh/año. La producción real fue menor y luego de 3 años de operación plena del Parque, la UTE contrató una consultoría para evaluar la producción esperada⁴.

En agosto de 2021, la consultora española Barlovento Recursos Naturales presentó a la UTE una nueva estimación de producción para el Parque. Esta consultora estimó que para P50, la producción del parque debería ser 286.270 MWh con lo que el factor de planta sería de 46,7%. Esto implicó una reducción de un 5,6% respecto de las estimaciones anteriores.

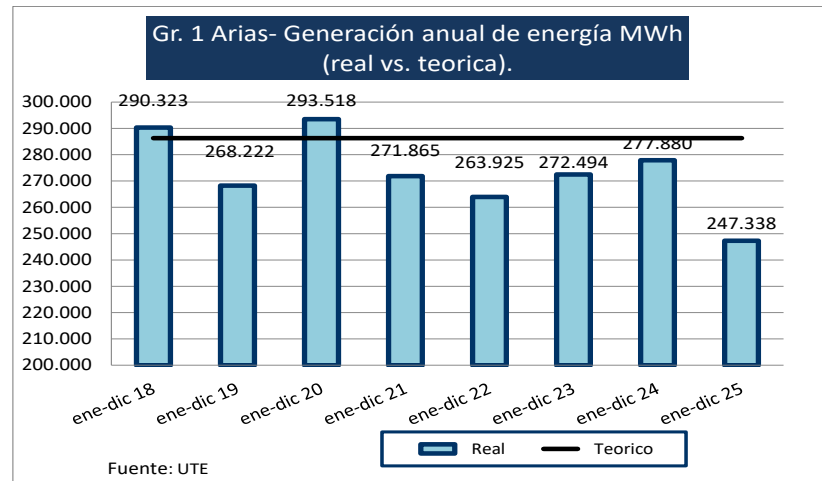
Teniendo en cuenta la producción esperada de acuerdo al informe de Barlovento de agosto de 2021 el operador ajustó las proyecciones de futuro. Dicha proyección estima que las distribuciones futuras igualmente se mantendrán en línea con las proyecciones originales.

³. Power Purchase Agreement

⁴. "Evaluación de producción de largo plazo para P.E. Arias", Barlovento Recursos Naturales, 16 de agosto de 2021.

El costo total del Proyecto fue de USD 178 millones, que se financió en un 70% con cargo a un crédito internacional de largo plazo, y el resto aportado por la emisión de los certificados de participación (CPs) del Fideicomiso.

Con relación a la generación real de energía, se presenta a continuación un gráfico de la producción por año civil, desde el inicio de la operativa y se comparan con los valores teóricos corregidos a lo que sería la producción esperada.



La gráfica 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 lo establece el decreto 59/015 y el contrato de compraventa de energía firmado con UTE.

Una vez ajustada la producción esperada, la performance de facturación real del parque eólico se encuentra un poco más alineada con la teórica, aunque el promedio parece mantenerse levemente por debajo. Durante los últimos 8 años, la producción real estuvo aproximadamente un 4,6% por debajo del valor teórico esperado, habiendo estado siempre por debajo en los últimos 5 años.

Con fecha 10 de diciembre de 2018, el Gestor y el Fiduciario recibieron la conformidad de la entidad financiadora del parque, BID Invest, para efectuar la primera distribución de fondos a los tenedores de certificados de participación del fideicomiso, por un monto total de USD 9,5 millones. Con posterioridad se realizaron en forma periódica nuevas distribuciones (una por semestre), y a la fecha ya se han distribuido 53,17 millones de dólares.

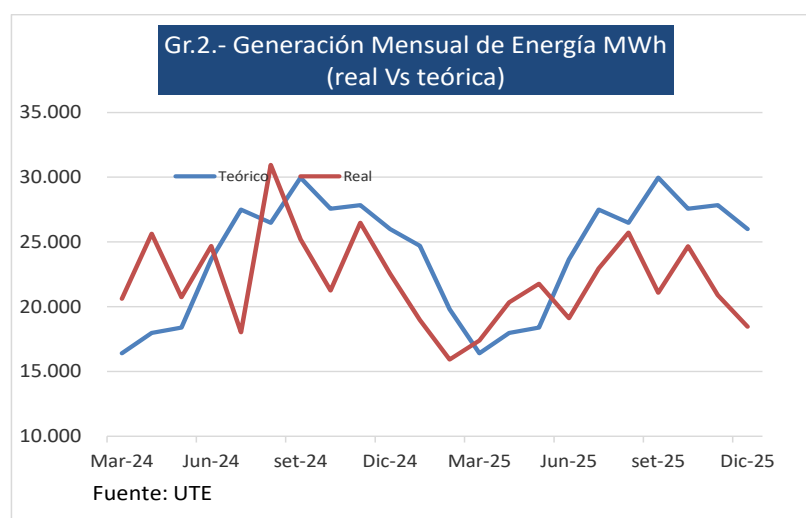
b) Hechos salientes del período

En noviembre de 2025 se realizó la distribución de fondos correspondiente al segundo semestre del año. El monto distribuido a los titulares de certificados de participación del Fideicomiso Financiero Arias fue de 1,8 millones de dólares, lo que sumado a los 3,2 millones distribuidos en mayo hacen un total de 5 millones de dólares en el 2025. Luego de esta distribución el monto total adjudicado alcanza a los USD 53,17 millones de dólares, poco más del 99% del monto total de la emisión.

Se destaca que a pesar de la menor producción de energía obtenida respecto del proyecto original, las distribuciones realizadas hasta el momento estarían relativamente alineadas al modelo financiero original.

La producción del parque durante el período enero-diciembre de 2025 estuvo un 13,6% por debajo de la nueva estimación en P50 presentada por Barlovento en el informe de agosto de 2021.

En la gráfica se presenta la producción mensual teórica y real entre setiembre de 2023 y junio de 2025.



La producción de 2025, fue la más baja de la serie y los mayores desvíos respecto de la producción teórica se verificaron en los últimos meses del año (junio a diciembre). En el año 2024, la producción real promedio había estado un 2,9% por debajo de la teórica, por lo que la producción de 2025 se explicaría por un efecto año.

En 2025 las restricciones operativas alcanzaron al 4,7% de la producción total; en 2024 el porcentaje había sido del 5,3%.

Información analizada

- Calificaciones realizadas por CARE a operaciones similares (Parque Eólico Pampa y Parque Eólico Valentines)
- Información de generación y facturación, suministrado por UTE al 31 de diciembre de 2025.
- Estados Contables intermedios del Fiduciario al 30/06/2025.
- Estados Contables del Fideicomiso al 31/12/2025.
- EE.CC consolidados auditados de UTE al 31/12/24.

II. EL FIDEICOMISO Y LOS CERTIFICADOS DE PARTICIPACIÓN

Se ofrecieron en oferta pública y privada certificados de participación, en el dominio fiduciario del "FIDEICOMISO FINANCIERO ARIAS".

1. Descripción general

Denominación: "FIDEICOMISO FINANCIERO ARIAS".

Fiduciario: República Administradora de Fondos de Inversión S.A.

Gestor: UTE

Entidad

Representante: Bolsa de Valores de Montevideo.

Cotización: Bolsa de Valores de Montevideo y BEVSA

Títulos emitidos: Certificados de participación de oferta pública.

Bienes

fideicomitidos: Todos los activos del Fideicomiso, por ejemplo los importes integrados por los suscriptores de los valores, fondos aportados por UTE, los aerogeneradores, los créditos emergentes del contrato de compraventa de energía, colocaciones transitorias, etc.

Importe de

la emisión: USD 53,6 millones

**Calificación de Riesgo de
los certificados de**

participación: A.uy

2. 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:

"Podemos adelantar como concepto general que se cumplen las disposiciones legales y reglamentarias disciplinadas para el fideicomiso financiero en cuanto a su constitución formal y aspectos subjetivos relacionados con la capacidad de los contrayentes. En cuanto al Fondo, no se advierten problemas jurídicos estructurales que comprometan en forma insalvable la satisfacción del derecho de participación que otorgan los Valores a emitirse."

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.

3. Riesgos considerados

Riesgo jurídico de estructura. Comprende el análisis de la eventualidad de incumplimientos en el pago a los beneficiarios, 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, y dado el tiempo transcurrido sin la ocurrencia de conflictos, se concluye que el riesgo jurídico de estructura se considera casi nulo.*

Riesgo por iliquidez. Los certificados se han diseñado para ser líquidos. Por este motivo, la liquidez puede considerarse adecuada dadas las características del mercado uruguayo. *Riesgo 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, el FF ARIAS presenta la siguiente organización:

- **Fiduciaria:** República Administradora de Fondos de Inversión S.A. (RAFISA)
- **Operador y constructor llave en mano:** Gamesa Eólica SL
- **Gestor:** UTE

a. Fiduciaria

La empresa administradora o fiduciaria es República Administradora de Fondos de Inversión S.A. (República AFISA)

Se trata de evaluar la capacidad de gestionar, de administrar un patrimonio, para lograr el cumplimiento de las obligaciones de administración que se establecen en el contrato de fideicomiso. Integra este análisis el ajuste de República AFISA a las disposiciones jurídicas vigentes.

REPÚBLICA AFISA es una Sociedad Administradora de Fondos de Inversión, facultada a actuar como Fiduciario Financiero profesional e inscrita como tal en el Registro de Entidades y Valores del Banco Central del Uruguay con fecha 02/08/2004. Su objeto exclusivo es la administración de fondos de inversión de conformidad con la Ley 16.774, sus modificativas y complementarias, y se encuentra expresamente facultada para actuar como fiduciaria en fideicomisos financieros según lo dispuesto por el art. 26 de la Ley 17.703 de octubre de 2003. Su único accionista es el Banco de la República Oriental del Uruguay (BROU).

Según EE.CC intermedios al cierre del primer semestre de 2025 la firma alcanza un patrimonio contable de \$ 1.071 millones. Esto supone un nuevo incremento respecto del cierre del ejercicio anterior (en moneda corriente). La liquidez, medida como la razón corriente (activo corriente/pasivo corriente) mantiene guarismos muy altos. Un resumen del estado de situación patrimonial a la fecha indicada y su comparativo con períodos anteriores se expone en el cuadro siguiente.

Cuadro 1: Estado de Situación Patrimonial (miles de \$)			
Concepto	30-Jun-25	31-Dec-24	31-Dec-23
Activo	1.180.081	1.184.971	1.042.188
Activo Corriente	171.045	185.025	154.257
Activo no Corriente	1.009.035	999.946	887.931
Pasivo	108.903	131.997	107.225
Pasivo Corriente	73.962	100.178	76.809
Pasivo no Corriente	34.941	31.818	30.416
Patrimonio	1.071.178	1.052.974	934.963
Pasivo y Patrimonio	1.180.081	1.184.971	1.042.188
Razón Corriente	2,31	1,85	2,01

Fuente: EE.CC RAFISA

En lo que tiene que ver con el estado de resultados, al cierre del semestre finalizado en junio 2025, la firma sigue mostrando resultados positivos tal como se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro 2: Estado de Resultados (miles de \$)			
Concepto	30-Jun-25	30-Jun-24	31-Dec-24
Ingresos Operativos	281.773	264.495	501.792
Costo de los servicios	(106.095)	(98.424)	(220.973)
Resultado Bruto	175.678	166.071	280.818
Gastos administrativos	(63.980)	(61.543)	(112.582)
Resultado Operativo	111.698	104.527	168.237
Resultados financieros	(13.368)	4.011	18.827
Resultados antes de IRAE	98.329	108.538	187.064
IRAE	(16.186)	(15.793)	(29.174)
Resultado del Ejercicio	82.143	92.746	157.890
Ajustes integrales	61	61	(364)
Resultado integral del periodo	82.204	92.806	157.526

Fuente: EE.CC RAFISA

En definitiva RAFISA continúa teniendo niveles de solvencia y liquidez muy sólidos.

Al 30 de junio de 2025, la firma continúa manteniendo la administración de una importante cantidad de fideicomisos en diversas áreas y de distinto tipo lo que garantiza su idoneidad para la función.

b. Operador, constructor

La empresa seleccionada para cumplir tal función fue Gamesa Eólica SL, una empresa española de reconocida trayectoria mundial en construcción y operación de parques eólicos y con una presencia destacada en el mercado nacional. El proceso de selección formó parte del análisis de contingencias jurídicas practicado por CARE en ocasión de la calificación original y no mereció observaciones; el tiempo transcurrido sin reclamos de ninguna especie así lo avala.

La actuación de Gamesa estuvo regulada mediante dos contratos: a) Contrato de Construcción Llave en Mano y b) Contrato de Operación y Mantenimiento.

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, en lo que refiere a la construcción, la obra ha culminado y ya está en funcionamiento.

En lo que respecta al contrato de Operación y Mantenimiento se entiende que no habrá dificultades. Además del contrato firmado, lo que supone un compromiso muy fuerte para una empresa de reputación internacional, la misma ha constituido las garantías de fiel cumplimiento requeridas a través de avales bancarios. Hasta la fecha no ha llegado a nuestro conocimiento ningún inconveniente en este aspecto.

En consecuencia se considera que la firma proveedora, habiendo culminado la obra principal y habiendo constituido garantías satisfactorias para el cumplimiento del contrato de operación y mantenimiento, dejó de ser un factor de riesgo.

c. 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.

Es el **gestor**, lo que implica que, por contrato, asiste al fiduciario 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 fideicomiso.

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 comprar energía (a modo de anticipo) 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 U\$S 8 millones.

Se compromete a **rescatar** los CP's en caso que hubiera que liquidar el fideicomiso por no contar con el financiamiento a largo plazo para lo cual hay un plazo de 210 días y se le asegura a los beneficiarios un rendimiento de 4% anual desde la fecha de emisión hasta la fecha de la cancelación anticipada.

Finalmente, es **beneficiario** de CP's comprometiéndose a comprar anticipadamente por un valor equivalente al 20 % del total de la emisión. Esto se produjo en diciembre de 2015 habiendo suscripto e integrado certificados por un valor de U\$S 10.720.000.

Algunas de estas obligaciones caducaron sin que fuera necesario ponerlas en práctica, como por ejemplo el rescate anticipado de CP's por falta de financiamiento de largo plazo o el eventual aporte de sobrecostos en una obra que ya culminó dentro del presupuesto estipulado.

Interesa entonces analizar su capacidad en tres dimensiones: jurídica, técnica y económico financiera. La capacidad jurídica y técnica de la UTE fue demostrada en ocasión de la calificación original por lo que se considera innecesario reiterar acá; en esta sección se hará solamente el seguimiento de su evolución económico financiera en tanto responsable del contrato de compra de toda la energía producida por el parque.

Capacidad económica y 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 publicados, en ambos casos, consolidados.

Cuadro 3: UTE Estado de Situación Patrimonial consolidado (millones de \$)

Conceptos	31-Dic-24	31-Dic-23	31-Dic-22
Activo Corriente	30.652	29.496	31.160
Activo no Corriente	259.896	251.901	243.676
Total Activo	290.548	281.397	274.837
Pasivo Corriente	27.983	27.151	23.813
Pasivo no corriente	113.863	110.884	108.402
Total Pasivo	141.846	138.035	132.215
Patrimonio	148.702	143.362	142.622
Total Pasivo y Patrimonio	290.548	281.397	274.837
Razón Corriente	1,10	1,09	1,31

Fuente: EE.CC consolidados de UTE

Como se ve, la situación patrimonial del grupo es muy sólida. La liquidez, medida como el cociente entre el activo y el pasivo corrientes (razón corriente) sigue estando por encima de la unidad.

Cuadro 4: UTE Estado de Resultados consolidado (millones de \$)

Conceptos	31-Dic-24	31-Dic-23	31-Dic-22
Ingresos de actividades operativas	77.175	69.042	70.082
Costo de ventas	(42.010)	(47.914)	(44.400)
Resultado Bruto	35.165	21.128	25.682
Gastos Adm. y Ventas	(15.612)	(14.468)	(15.021)
Resultados diversos	(533)	571	(1.867)
Resultado Operativo	19.020	7.231	8.794
Resultados financieros	(6.264)	(4.997)	(4.377)
Resultados antes de impuestos	12.756	2.234	4.417
Impuesto a la renta	(90)	2.814	3.071
Resultado del Ejercicio	12.666	5.048	7.487
Reserva por conversión y otras	931	(166)	(852)
Resultado Integral del Ejercicio	13.597	4.881	6.636

Fuente: EE.CC consolidados de UTE

El último cierre muestra una vez más un resultado positivo, mayor al del ejercicio anterior.

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.

El Fideicomiso

Se constituyó por contrato el 12/9/2014 posteriormente modificado en las siguientes fechas: 30/4/2015, 16/10/2015 y 20/11/2015.

La emisión, totalmente integrada, fue de USD 53.6 millones; este monto, sumado al crédito bancario concretado por USD 124 millones, aseguraron el financiamiento de la obra cuyo costo fue de USD 178 millones. La obra concluyó y está plenamente operativa.

El estado de situación al cierre del ejercicio 2025, se recoge en el cuadro siguiente.

Cuadro 5: Estado de Situación del FF (miles USD)			
Concepto	31-Dec-25	31-Dec-24	31-Dec-23
Activo	114.205	119.484	129.026
Activo Corriente	16.759	17.656	18.073
Activo no Corriente	97.446	101.827	110.953
Pasivo	90.664	96.188	101.992
Pasivo Corriente	7.563	6.986	6.912
Pasivo no Corriente	83.101	89.202	95.080
Patrimonio	23.541	23.296	27.033
Pasivo y Patrimonio	114.205	119.484	129.026
Razon Corriente	2,22	2,53	2,61

Fuente: EE.CC FF Arias

En el Activo no Corriente se incluye (activo intangible) el valor del contrato como concesión de servicio en lugar del valor físico del parque según interpretación de la CINIIF 12. Al cierre del año informado dicho valor era de USD 88.8 millones (USD 96.3 millones al cierre del año 2024).

La cuenta *Patrimonio* incluye el valor de los CP's pendientes de pago; en este caso registra un saldo neto de USD 22.7 millones como consecuencia de haberse rescatado un acumulado de USD 30.9 millones de un total emitido de USD 53.6 millones (es decir, a la fecha se han rescatado casi el 58 % de lo emitido).

En el correr del año 2025 se pagaron a los beneficiarios USD 5 millones los que fueron imputados íntegramente con cargo a resultados acumulados.

El estado de resultados del mismo periodo y su comparativo con periodos anteriores se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro 6: Estado de Resultados del FF (miles USD)

Concepto	31-Dec-25	31-Dec-24	31-Dec-23
Ingresos operativos	19.443	21.820	21.402
Costo de ventas	(11.236)	(11.393)	(11.376)
Margen bruto	8.207	10.427	10.026
Gastos de administración	(374)	(412)	(387)
Resultado operativo	7.833	10.015	9.639
Resultados diversos	0	637	0
Resultados financieros	(5.286)	(6.771)	(7.014)
Resultados antes de IRAE	2.547	3.882	2.625
IRAE	2.698	(919)	1.383
Resultado del período	5.245	2.963	4.008
Resultados por CP's	9,786	5,527	7,478

Fuente: EE.CC FF Arias

Los resultados siguen siendo positivos lo que posibilita el pago de dividendos de los CP's tal como se menciona líneas arriba. En este ejercicio, los ingresos operativos resultaron menores que los ingresos del año 2024 tal como se analiza en otra sección de este informe. El mayor resultado final se explica por menores costos financieros y un reintegro mayor de IRAE.

El crédito recibido comenzó a amortizarse a partir del 14/5/2018 y se estima culmine el 14/11/35 (36 cuotas semestrales), en cambio los intereses devengados comenzaron a pagarse desde el año anterior. En relación a dicho crédito, en el ejercicio cerrado a diciembre 2025 se realizaron pagos por USD 11.5 millones de los cuales USD 5.6 millones fueron por amortización del capital y el resto por concepto de intereses. El saldo contable de la deuda financiera a la fecha indicada era de U\$S 87.9 millones.

Riesgos considerados:

Riesgo administración, determinado por la actuación de los tres agentes principales involucrados con el proyecto a saber: el constructor, proveedor y operador (Gamesa); el gestor de todo el proyecto – UTE- incluyendo todos los permisos necesarios así como el contralor de la ejecución; y el fiduciario del fideicomiso financiero, República AFISA. 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 la obra ha concluido y se encuentra funcionando, *se considera que el riesgo de incumplimiento de la administración con las responsabilidades del proyecto es muy bajo.*

Riesgo constructivo: La obra está terminada y plenamente operativa por lo que el *riesgo constructivo ya no existe.*

Riesgo por cambio de fiduciario está adecuadamente previsto en los casos correspondientes, que dejan esta posibilidad a los inversores adecuadamente representados.

Riesgo por cambio de operador, Gamesa ha firmado con el fiduciario el Contrato de construcción llave en mano (ya cumplido) y el Contrato de Operación y Mantenimiento y ha constituido las garantías de fiel cumplimiento exigidas. La eventualidad de su sustitución está prevista en los contratos respectivos aunque refiere a situaciones excepcionales. *Riesgo casi nulo.*

IV. EL ACTIVO SUBYACENTE Y 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 es el derivado de la cantidad física de energía provista, que luego de transcurrido un lapso significativo y realizadas algunas consultorías especializadas, se procedió a su ajuste a los valores que se han venido obteniendo. En efecto, en agosto de 2021 luego de que se recibiera el informe de la Consultora Barlovento Recursos Naturales se decide ajustar la producción esperada, lo que resultó en una caída del 5,6% respecto de la considerada en el prospecto.

La fecha de inicio de la puesta en funcionamiento del parque tuvo un leve retraso, aunque empezó a generar y vender energía en carácter de prueba antes de la fecha prevista en el proyecto original. En el siguiente cuadro se presenta la evolución de la facturación esperada y la real.

Cuadro 7.- Facturación prevista y real de energía eléctrica del FF Arias				
Período de Producción	Dólares		%	
	Teórico	Real	Diferencia	Diferencia
Abril 2017- setiembre 2017	5.512.152	4.574.970	(937.182)	-17,0%
Octubre 2017-diciembre 2017	5.345.966	4.729.279	(616.687)	-11,5%
Enero-diciembre 2018	19.194.383	19.194.185	(199)	0,0%
Enero-diciembre 2019	19.520.731	18.304.922	(1.215.809)	-6,2%
Enero-diciembre 2020	19.618.063	20.099.861	481.798	2,5%
Enero-diciembre 2021	19.271.676	18.454.018	(817.658)	-4,2%
Enero-diciembre 2022	20.657.222	19.002.180	(1.655.041)	-8,0%
Enero-diciembre 2023	22.331.899	21.257.264	(1.074.635)	-4,8%
Enero-diciembre 2024	22.509.387	21.849.687	(659.700)	-2,9%
Enero-diciembre 2025	22.546.602	19.480.303	(3.066.299)	-13,6%
TOTAL Acumulado	170.995.928	162.371.698	(8.624.230)	-5,0%

Fuente: UTE

Nota: en el acumulado no se incluye el período abril-setiembre 2017 porque el Parque aún no se había entregado.

Una vez ajustada la producción teórica, los desvíos respecto de la producción real son menores, aunque parecería seguir estando por debajo. En el acumulado desde el inicio de la puesta en operación del parque los ingresos reales han estado un 5,0% por debajo de lo previsto según las últimas proyecciones de la consultora Barlovento.

La menor venta de energía al inicio de la puesta en operación del parque fue compensada por las penalidades cobradas a Gamesa (4,22 millones), por la entrega tardía del parque.

1.- Evaluación de la rentabilidad de la inversión, de los riesgos asociados y sensibilizaciones.

En virtud de la estructuración de la inversión del proyecto y del negocio en sí, se consideró que 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.

El Proyecto planteó una Tasa Interna de Retorno⁵ del inversor 10,39% en el escenario de base, sobre la base de una producción de energía de 303.150 KWh/año. A este respecto y del análisis de los supuestos introducidos en el mismo vale la pena indicar que en su momento resultaron razonables en opinión de CARE y de los técnicos consultados. A la luz de los resultados obtenidos en esos primeros años de operación y al resultado de la consultoría realizada por Barlovento Recursos Naturales puede concluirse que existió una sobreestimación del factor de capacidad, cuyos efectos habían sido contemplados en el proceso de sensibilización de la TIR.

En base a los flujos de fondos ejecutados hasta diciembre de 2024 y las proyecciones financieras elaboradas considerando la nueva estimación de producción energética anual, el operador estima que la rentabilidad esperada se mantendría en los niveles originales (TIR = 10,34%), a pesar de la menor producción de energía.

1.1.- Análisis de sensibilidad original

En oportunidad de la calificación original se realizó un análisis de sensibilidad apoyado en el método de simulación Monte Carlo. Éste consiste en asignar distribuciones de frecuencia a algunas variables exógenas del modelo, de forma de generar aleatoriedad al análisis. Se supuso en ese caso que el factor de capacidad del proyecto sería inferior al estimado del prospecto. Se tomó como valor de referencia, un factor de 46,5%, valor estimado con un 90% de probabilidad por la consultora DNV-GH. A su vez, se supuso que se comportaría de acuerdo a una distribución normal, con un desvío estándar del 10%⁶.

En este escenario los resultados más relevantes se presentan en el siguiente cuadro.

Cuadro 8: TIR media, máxima y mínima según modelo original		
Generación	Fact.cap.	TIR
máxima	54,4%	13,6%
media	46,5%	8,3%
mínima	42,0%	4,6%

Fuente: CARE

La TIR esperada para el inversor alcanzaría el 8.3% con un valor mínimo de 4,6% y un valor máximo de 13,6%. A su vez, existe un 90% de probabilidad que la TIR del inversor sea mayor al 5%. Por otra parte es nula la probabilidad de una TIR con valores negativos.

Desde la puesta en operación del parque el factor de capacidad ha estado en el entorno del 44,5% variando entre un máximo de 47,9 en 2020 y un mínimo de 40,3% en 2025. Estos valores estuvieron bastante alineados con el valor medio supuesto para el análisis de Montecarlo por lo que siguen siendo válidos esos resultados. La consultoría de Barlovento confirma la validez del valor tomado como medio, ya que ésta le asigna para el largo plazo un factor de planta de 46,7%.

1.2.- Resultados bajo un escenario muy desfavorable

En este caso se estimó en una primera instancia cuál sería el factor de capacidad mínimo que permitiera solamente generar ingresos para cubrir los costos operativos del parque y el servicio de la deuda con el BID, lo que

⁵ Las referencias a la TIR consideran todo el período, desde el año cero hasta el final. Supone la perspectiva de un inversor que permanece durante toda la vida del proyecto y adquirió su participación a valor par.

⁶ Este rango procede de estudios técnicos para Uruguay que obran en poder de CARE.

implicaría una TIR negativa para el inversor, pero que al mismo tiempo permitiera que el Fideicomiso honrara el crédito. Por otra parte, también se estimó cuál sería el factor de capacidad “de indiferencia” es decir aquél que permitiría cubrir los costos operativos, honrar el crédito y recuperar la inversión sin generar rentabilidad (una TIR de cero).

Cuadro 9: Factor de capacidad mínimo

	factor capac
TIR inversor = 0	37,0%
al menos se pague crédito	31,1%

Fuente: CARE

Para el caso de que solamente se cubriera el servicio de deuda y los costos operativos, el parque operaría con un factor de capacidad del 31,1%. Dada la información disponible respecto de otros parques, consultas realizadas por CARE con informantes calificados, el resultado de la consultoría y los antecedentes obtenidos desde la puesta en funcionamiento de este parque, la probabilidad de ocurrencia de este escenario sería prácticamente nula. Incluso, si se definiera un escenario para cubrir costos, remunerar el crédito y alcanzar una TIR de 0 (recuperando la inversión), el factor de capacidad necesario sería aproximadamente de 37,0 %, también muy por debajo de los valores obtenidos hasta el presente y los proyectados.

1.3.- Resultados con los factores de capacidad reales logrados

En los años transcurridos desde que opera el parque, ya se pueden observar rendimientos reales en la producción de energía.

Utilizando el modelo financiero original y solamente modificando el factor de capacidad y por lo tanto la producción de energía, CARE estimó la TIR suponiendo diversos factores de capacidad que se han observado desde la puesta en operación del parque. Se estimó la TIR suponiendo que la producción del promedio de los 2 mejores años, para el promedio de los 6 peores años, para el promedio desde la puesta en operación (8 años) y para la producción proyectada por la consultoría. Los resultados se presentan en el cuadro siguiente.

Cuadro 10: TIR estimada con factores de capacidad reales

Generación	Fact.cap.	TIR
Producción promedio de los peores años	43,5%	6,0%
Producción real promedio últimos 8 años	44,7%	7,0%
Proyectada Barlovento	46,7%	8,5%
Producción promedio mejores años	47,6%	9,2%

Fuente: CARE

En el promedio de los últimos 8 años, el parque operó con un factor de capacidad promedio anual de 44,7% en vez del 49,44% proyectado originalmente. Este factor de capacidad, si bien es menor al esperado, y se mantiene aún por debajo del ajuste de la producción realizado por la consultora Barlovento en 2021, se encuentra muy por encima de los valores críticos y estaría asegurando una TIR del 7,0%. Estas proyecciones fueron realizadas con el modelo financiero original, y no consideran las penalidades cobradas a la constructora, por lo que la TIR esperada podría ser seguramente mayor.

En resumen, el proyecto sigue presentando una sólida expectativa de alcanzar tasas de retorno del inversor razonables.

2. Nueva estimación 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 (WACC⁷) del presente proyecto.

El Costo Promedio Ponderado del Capital 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 (6,51%), mientras que el de los recursos propios es el costo de oportunidad de los inversionistas.

El punto fundamental para el cálculo del WACC es la estimación de la retribución de los fondos propios ($E(ri)$). Para estimar el costo de oportunidad del capital, CARE utiliza el modelo de valoración CAPM (Capital Asset Pricing Model)⁸, que relaciona la tasa libre de riesgo, la prima de riesgo del mercado y la prima de riesgo asignado al sistema de producción específico, en este caso la producción de energías renovables. Para evitar variaciones bruscas en la tasa, y tener una visión de mediano plazo, se consideraron valores promedios de los últimos 5 años en todas las variables.

Para considerar el riesgo sistémico se utiliza el "beta"⁹ promedio de empresas de producción de energías renovables en mercados emergentes, el cual se ubica en 0,88, lo que indica que la inversión en la actividad tiene un menor riesgo y variabilidad que el promedio de todas las actividades en ese mercado. Para la tasa libre de riesgo se considera el rendimiento de los Treasury Bonds a 10 años de EEUU (3,42%), para el riesgo país (índice UBI) se consideraron 90 puntos básicos y para la prima de riesgo del mercado accionario se consideró 4,71%.

Aplicando estos valores se llega a una tasa de retorno esperada para el capital propio del 5,5%. Este valor es menor a la TIR esperada del inversor para el escenario que CARE considera como piso (7,0%), lo que estaría indicando que el proyecto sería atractivo, según esta metodología. Otros indicadores con los que podría compararse la TIR esperada del Fideicomiso podrían ser las curvas de rendimiento, que serían opciones posibles de inversión ya que están estimadas para el caso del Uruguay¹⁰. En la actualidad (febrero 2026) la curva en dólares (CUD) a 10 años está en 4,9%.

Si bien estas comparaciones coyunturales no pueden tomarse en sentido estricto, constituyen una referencia que – entre otras – ayuda a conformar un juicio acerca de la inversión original comparada con la coyuntura actual. Por otra parte suponen una comparación internacional que no está disponible en general para los inversores institucionales.

⁷. Weighted Average Cost of Capital

⁸. El modelo de valoración de activos financieros, denominado en inglés Capital Asset Pricing Model (CAPM) es un modelo utilizado para calcular la rentabilidad que un inversor debe exigir al realizar un inversión en un activo financiero, en función del riesgo que está asumiendo

⁹. Valor proporcionado por Damodaran.

¹⁰. Curva Spot de Rendimientos de Títulos Soberanos Uruguayos emitidos en moneda nacional indexada a la inflación o en dólares, según sea el caso

En la coyuntura actual, la tasa libre de riesgo es mayor al promedio de los últimos 5 años, pero en contrapartida el riesgo país es menor al período considerado. En consecuencia, si se aplican los valores actuales, el costo de oportunidad del capital sería menor (5,3%).

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 6,21%, también inferior a la TIR esperada.

Esto indica que según estas metodologías, el proyecto sería atractivo 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. Los factores de capacidad que se vienen logrando superan largamente los niveles que se habían considerado como críticos. *Riesgo muy bajo.*

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

En definitiva, el activo subyacente 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**. Incluso una eventual caída en el consumo de energía en los hogares, un incremento en la morosidad o la ampliación de medidas de apoyo a los sectores con problemas, tampoco deberían tener efectos sobre los flujos esperados.

Sí en cambio corresponde evaluar lo que genéricamente llamamos **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"¹¹. 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.

En consecuencia, el sistema eléctrico uruguayo ha experimentado un profundo cambio en su matriz de generación. El elemento de mayor destaque en la nueva realidad, es la incorporación masiva de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en el parque generador uruguayo, en particular un significativo incremento en la participación de la energía eólica en la matriz en una primer instancia y luego más recientemente la fotovoltaica.

En línea con lo anterior, UTE ha promovido otros Parques bajo diferentes modalidades. Además de este fideicomiso CARE califica otro, denominado

¹¹ . Puede consultarse en www.dne.gub.uy

"Pampa", en una modalidad enteramente similar aunque de dimensiones mayores (aproximadamente el doble). Por otra parte también califica una sociedad anónima que ha emitido acciones preferidas, que explota otro parque eólico operando en la localidad de Valentines (Areaflin SA).

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.

En línea con la profundización de la diversificación de la matriz energética, la UTE viene promoviendo el desarrollo de emprendimientos públicos y privados para la producción de energía fotovoltaica para atender la mayor demanda de energía por parte de hogares y empresas en el país.

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 del Parque en su consistencia con la política institucional, y la capacidad de ejecutar en un plazo largo las obligaciones derivadas de su función.

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. 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 través de diferentes vehículos con participación de UTE¹².

Se puede observar en el siguiente cuadro 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 el año 2025 representó el 34 % del total.

Cuadro 11. Composición de la Generación de Energía de Uruguay por fuente en GWh					
	2021	2022	2023	2024	2025
Hidráulica	5.159	5.518	3.431	7.178	5.960
Eólica	4.976	4.763	4.743	4.728	4.436
Biomasa	1.032	939	1.137	1.823	1.794
Fotovoltaica	436	438	412	428	491
Térmica	2.451	1.282	940	133	241
TOTAL	14.054	12.940	10.662	14.290	12.923

Fuente: UTE Página WEB

¹² . Un completo detalle de todos los parques, privados y públicos, terminados o en desarrollo, puede consultarse en www.parqueseolicos.gub.uy

En 2025, apenas el 2% de la energía fue generada por fuentes no renovables, lo que posiciona al país como un ejemplo a nivel mundial. 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 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, tal como se aprecia en el cuadro siguiente.

Cuadro 12: Consumo en kWh/cápita		
País	Ubicación	2024
Islandia	1	50.246
Noruega	2	22.940
Barhein	3	22.251
Finlandia	8	12.120
Canadá	9	13.729
EEUU	10	12.120
Australia	17	9.499
Japón	21	7.336
Francia	32	6.008
España	43	5.190
Chile	55	4.148
Mundo		3.265
Brasil	75	2.883
Uruguay	76	2.811

Fuente: Datosmacro.com

Como puede observarse en el cuadro, el Uruguay está en la posición 76 del consumo per cápita de energía, sin perjuicio de la ubicación geográfica, muy por debajo de los países de alto consumo y aún del promedio mundial. Sin embargo si solamente se considera el consumo per cápita de energía eólica, el Uruguay ocupa el lugar número 7, lo que ratifica el éxito que ha tenido la política tendiente a la promoción de este tipo de energía.

La tasa de crecimiento del consumo de energía en el Uruguay era históricamente del 2%, pero actualmente está ascendiendo a entre 3 y 5%, por lo tanto deberían seguir incorporándose más fuentes renovables. Se estima que en la medida que avance el desarrollo de la movilidad eléctrica, lo que es un objetivo general de la política ambiental del país, se incrementará la demanda de energía eléctrica, y ésta deberá ser suministrada por fuentes alternativas a la generación térmica, ya que justamente el objetivo de la política es reducir la utilización de combustibles fósiles.

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 13 Ventas de energía y servicios activos

	2021	2022	2023	2024
Energ. vendida al mer.int.(miles dólares)	1.371.652	1.541.797	1.733.156	1.774.747
Energía vendida al mercado int. (GWh)	8.950	9.415	9.748	10.201
Número de servicios activos	1.577.969	1.614.220	1.637.885	1.674.400

Fuente: UTE en Cifras. Página WEB

Puede observarse una tendencia sostenida al aumento en la energía vendida y en el número de servicios activos, que seguramente debería continuar en los próximos años.

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 precisamente la figura del fideicomiso permite encarar la construcción del Parque con su propia previsión de ingresos ya que será su plan de negocios, el que pagará la emisión y el crédito que la apalanca.

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, este proyecto no se ha puesto en discusión 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 spot¹³. Sin embargo, como el contrato se realiza a un precio fijo, este riesgo no corresponde.

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

¹³. 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 U\$S/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 los certificados de participación recogen la calificación A.uy de la escala de nuestra metodología¹⁴.

Comité de Calificación



Ing. Julio Preve



Cr. Martín Durán Martínez



Ing. Agr. Adrián Tambler

¹⁴. **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.**