

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

Montevideo, setiembre 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
23	V EL ENTORNO
27	VI CALIFICACIÓN DE RIESGO

Actualización de Calificación de Riesgo de los Certificados de Participación de Oferta Pública del FIDEICOMISO FINANCIERO ARIAS
23 - setiembre - 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 abril de 2027
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. Desde mediados de 2017 y hasta la fecha de este informe, el parque produjo aproximadamente 272.000 MWh en promedio por año, lo que implica que durante ese período operó con un factor de capacidad del 44,4%.
- En los primeros 8 meses de 2026 la producción del parque se ubicó un 7,6% por debajo de la nueva estimación en P50 presentada por Barlovento en agosto de 2021, manteniendo un comportamiento similar al de 2025 cuando había caído un porcentaje mayor (-13,6%). No obstante, la producción promedio desde la puesta en funcionamiento pleno del parque, está aproximadamente un 5% por debajo de la teórica, luego del ajuste de 2021.
- En base a los flujos de fondos reales ejecutados hasta diciembre de 2025, actualizando los costos y proyectando la generación de energía ajustada en 2021, el operador estima que la rentabilidad esperada estaría levemente por debajo de la proyectada antes de la instalación del parque, arrojando una TIR para el inversor en el entorno del 9,15%². La menor producción de energía lograda respecto de la proyectada previo a la instalación del parque fue en parte compensada con la penalidad por atraso en la construcción y porque se comenzó a vender energía antes de lo previsto en el modelo.
- 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 mayo de 2026 se realizó la distribución de fondos correspondiente al primer semestre del año por un monto total de USD 3,3 millones, de los cuales USD 1.6 fueron imputados a resultados mientras que USD 1.7 millones correspondió a rescate de CP's. El monto total de las distribuciones (entre rescate de capital y dividendos) realizadas hasta la fecha, asciende a 62,55 millones de dólares, cifra que ya supera la emisión y se encuentra levemente por debajo del modelo original.
- El financiamiento del proyecto eólico Arias se estructuró 70% con préstamo a largo plazo (BID Invest) 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 forma 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. Al 30 de junio de 2026 persisten algunos pendientes por lo que aún no se había concedido la Recepción Definitiva por lo cual el parque se encuentra aún dentro del período de garantía otorgado por Gamesa. Esas obligaciones se encuentran respaldadas por garantías constituidas por la contratista.

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 mantendrían en línea con las proyecciones originales.

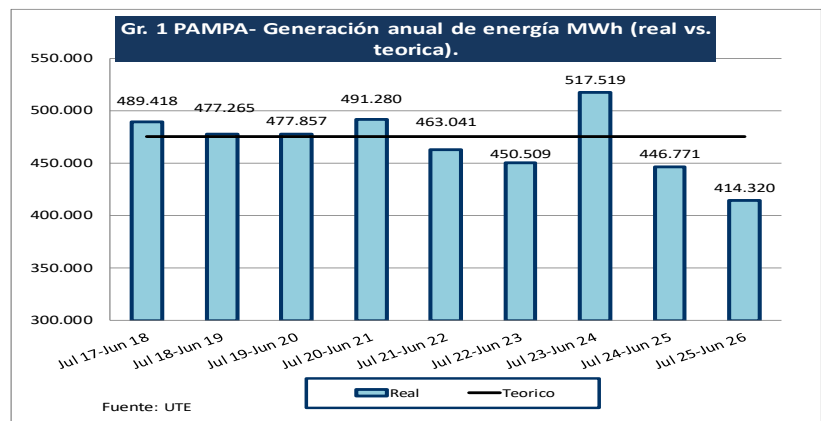
³. Power Purchase Agreement

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

En agosto de 2025 DNV Garrad Hassan, consultor independiente que realizó la estimación inicial, ajustó su proyección en el Annual Operation Review Year 6-7, situando su nueva estimación de producción anual en P50 en 276,6 GWh/año, aproximadamente un 3,4% más baja que la estimación de Barlovento 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.

En las siguiente gráfica se presenta la información anual (en períodos de julio a junio) de producción de energía desde la puesta en funcionamiento del parque y se comparan con los valores teóricos corregidos en 2021 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 9 años, la producción real estuvo aproximadamente un 5% por debajo del valor teórico esperado.

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 62,55 millones de dólares.

b) Hechos salientes del período

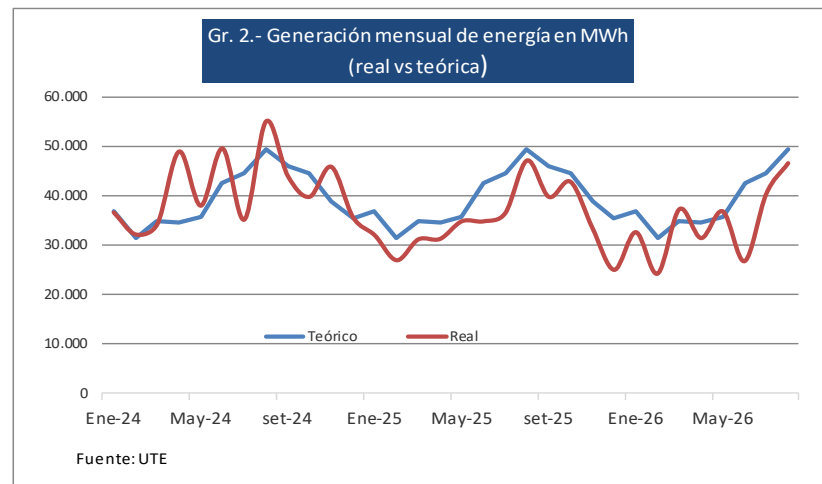
El 23 de setiembre de 2025 el parque eólico completó su octavo año de operación y en ese período anual móvil la disponibilidad del parque estuvo en el 98,24%, valor alineado al contrato, por lo que no genera multa ni bonificación.

En mayo de 2026 se realizó la distribución de fondos correspondiente al primer semestre de 2026 por un total de 3,3 millones de dólares, de los cuales USD 1.6 fueron imputados a resultados mientras que USD 1.7 millones correspondió a rescate de CP's. Luego de esta distribución el monto total adjudicado alcanza a los 62,55 millones de dólares, cifra que ya supera a la emisión que fue de 53,6 millones de dólares.

La menor producción fue en parte compensada debido a que se comenzó a generar energía antes de lo previsto y a que se aplicaron penalidades por atraso en la obtención de la Recepción Provisional del Suministro. Las distribuciones realizadas hasta el momento estarían levemente por debajo de las previstas en el modelo original.

La producción del parque durante el período enero-agosto de 2026 estuvo un 7,6% por debajo de la nueva estimación en P50 presentada por Barlovento en el informe de agosto de 2021, y estuvo apenas por debajo de la obtenida en el mismo período de 2025 (-0,4%).

En la gráfica se presenta la producción mensual teórica y real entre marzo de 2024 y agosto de 2026.



Se pueden observar en el gráfico períodos relativamente largos en los que la producción real de energía fue menor a la teórica, destancándose el segundo semestre de 2025 y luego junio, julio y agosto de 2026. Según informa el operador, este comportamiento se explica por el recurso eólico y también habría afectado de la misma manera a los demás parques.

En los primeros 8 meses de 2026, las restricciones operativas alcanzaron al 4,7% de la producción total, el mismo porcentaje que durante todo el año 2025.

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 agosto de 2026.
- Informe semestral de gestión del Parque Eólico Arias al 30 de junio de 2026
- Estados Contables intermedios del Fiduciario al 30/06/2026.
- Estados Contables intermedios del Fideicomiso al 30/06/2026.
- EE.CC consolidados auditados de UTE al 31/12/25.

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 al cierre intermedio del primer semestre de 2026, la firma alcanza un patrimonio contable de \$ 1.064 millones. Esto supone un ligero 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-26	31-Dec-25	31-Dec-24
Activo	1.186.247	1.140.156	1.184.971
Activo Corriente	205.801	199.988	185.025
Activo no Corriente	980.446	940.168	999.946
Pasivo	121.649	121.988	131.997
Pasivo Corriente	78.637	83.388	100.178
Pasivo no Corriente	43.012	38.600	31.818
Patrimonio	1.064.598	1.018.168	1.052.974
Pasivo y Patrimonio	1.186.247	1.140.156	1.184.971
Razón Corriente	2,62	2,40	1,85
Fuente: EE.CC RAFISA			

En lo que tiene que ver con el estado de resultados, al cierre del año semestre indicado la firma sigue mostrando resultados positivos tal como se muestra en el cuadro siguiente, aunque algo menores respecto al primer semestre del año anterior.

Cuadro 2: Estado de Resultados (miles de \$)			
Concepto	30-Jun-26	30-Jun-25	31-Dec-25
Ingresos Operativos	266.526	281.773	498.965
Costo de los servicios	(116.135)	(106.095)	(230.777)
Resultado Bruto	150.391	175.677	268.188
Gastos administrativos	(66.312)	(63.980)	(125.413)
Resultado Operativo	84.078	111.698	142.776
Resultados financieros	2.779	(13.368)	(10.686)
Resultados antes de IRAE	86.857	98.329	132.089
IRAE	(15.488)	(16.186)	(23.017)
Resultado del Ejercicio	71.369	82.143	109.072
Ajustes integrales	61	61	(364)
Resultado integral del periodo	71.430	82.204	108.708

Fuente: EE.CC RAFISA

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

Al 30 de junio de 2026, la firma sigue 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 a la fecha, en ambos casos, consolidados.

Cuadro 3: UTE Estado de Situación Patrimonial consolidado (millones de \$)			
Conceptos	31-Dic-25	31-Dic-24	31-Dic-23
Activo Corriente	30.727	30.652	29.496
Activo no Corriente	262.786	259.896	251.901
Total Activo	293.514	290.548	281.397
Pasivo Corriente	34.011	27.983	27.151
Pasivo no corriente	105.705	113.863	110.884
Total Pasivo	139.716	141.846	138.035
Patrimonio	153.798	148.702	143.362
Total Pasivo y Patrimonio	293.514	290.548	281.397
Razón Corriente	0,90	1,10	1,09

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) no ofrece dificultades aunque el último ejercicio cerrado se coloca ligeramente por debajo de la unidad.

Cuadro 4: UTE Estado de Resultados consolidado (millones de \$)			
Conceptos	31-Dic-25	31-Dic-24	31-Dic-23
Ingresos de actividades operativas	79.136	77.175	69.042
Costo de ventas	(45.096)	(42.010)	(47.914)
Resultado Bruto	34.040	35.165	21.128
Gastos Adm. y Ventas	(15.815)	(15.612)	(14.468)
Resultados diversos	(841)	(533)	571
Resultado Operativo	17.384	19.020	7.231
Resultados financieros	(2.149)	(6.264)	(4.997)
Resultados antes de impuestos	15.235	12.756	2.234
Impuesto a la renta	(1.208)	(90)	2.814
Resultado del Ejercicio	14.026	12.666	5.048
Reserva por conversión y otras	(873)	931	(166)
Resultado Integral del Ejercicio	13.153	13.597	4.881

Fuente: EE.CC consolidados de UTE

El último cierre muestra una vez más un resultado positivo, muy similar 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, más allá de ser una empresa estatal, 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 primer semestre de 2026, se recoge en el cuadro siguiente.

Cuadro 5: Estado de Situación del FF (miles USD)			
Concepto	30-Jun-26	31-Dec-25	31-Dec-24
Activo	108.843	114.205	119.484
Activo Corriente	14.770	16.759	17.656
Activo no Corriente	94.072	97.446	101.827
Pasivo	87.687	90.664	96.188
Pasivo Corriente	8.013	7.563	6.986
Pasivo no Corriente	79.674	83.101	89.202
Patrimonio	21.155	23.541	23.296
Pasivo y Patrimonio	108.843	114.205	119.484
Razon Corriente	1,84	2,22	2,53

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 semestre informado dicho valor era de USD 85 millones (USD 88.8 millones al cierre del año 2025).

La cuenta Patrimonio incluye el valor de los CP's pendientes de pago; en este caso registra un saldo neto de USD 21 millones como consecuencia de haberse rescatado un acumulado de USD 32.6 millones de un total emitido de USD 53.6 millones (es decir, a la fecha se han rescatado casi el 60.8 % de lo emitido).

En el correr del semestre finalizado se pagaron a los beneficiarios USD 3.3 millones de los cuales USD 1.6 fueron imputados a resultados mientras que USD 1.7 millones correspondió a rescate de CP's.

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	30-Jun-26	30-Jun-25	31-Dec-25
Ingresos operativos	8.806	9.092	19.443
Costo de ventas	(5.729)	(5.652)	(11.236)
Margen bruto	3.077	3.440	8.207
Gastos de administración	(185)	(149)	(374)
Resultado operativo	2.892	3.291	7.833
Resultados diversos	9	0	0
Resultados financieros	(2.657)	(2.577)	(5.286)
Resultados antes de IRAE	244	713	2.547
IRAE	670	2.577	2.698
Resultado del período	914	3.291	5.245
Resultados por CP's	1,706	6,139	9,786

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 semestre, sin embargo, los ingresos operativos resultaron menores que los ingresos del mismo periodo del año anterior así como el resultado parcial. Esto se analiza en otra sección de este informe.

El crédito recibido (USD 124 millones) comenzó a amortizarse a partir del 14/5/2018 y se estima culmine el 14/11/2035 (36 cuotas semestrales), en cambio los intereses devengados comenzaron a pagarse desde el año anterior. En relación a dicho crédito, en el semestre cerrado a junio 2026 se realizaron pagos por USD 5.6 millones de los cuales USD 3.2 millones fueron por amortización del capital y el resto (USD 2.4 millones) por concepto de intereses. El saldo contable de la deuda financiera a la fecha indicada era de U\$S 84.8 millones, o sea se ha amortizado alrededor del 32% del crédito recibido.

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%
Enero-agosto 2026	14.128.137	13.055.258	(1.072.880)	-7,6%
TOTAL Acumulado	185.124.065	175.426.955	(9.697.109)	-5,2%

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 parece seguir estando por debajo. En el acumulado desde el inicio de la puesta en operación del parque los ingresos reales han estado un 5,2% 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 hasta el momento 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 2025 y las proyecciones financieras elaboradas considerando la nueva estimación de producción energética anual, el operador estima que la rentabilidad esperada sería ahora de 9,15%, un porcentaje algo menor al nivel original (TIR = 10,39%), pero que como se verá supera con amplitud el costo de oportunidad del capital.

1.1.- Análisis de sensibilidad original

En oportunidad de la calificación original CARE realizó un análisis de sensibilidad apoyado en el método de simulación Monte Carlo, que consiste en asignar distribuciones de frecuencia a algunas variables exógenas del modelo, de forma de generar aleatoriedad al análisis. Según ese análisis, que suponía una producción media de energía menor a la proyectada en el modelo (46,5%) y que resultó bastante alineada con los resultados que se están obteniendo (44,0%), la TIR esperada para el inversor alcanzaría el 8,3% con un valor mínimo de 4,6% y un valor máximo de 13,6%. 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%.

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

También se analizó la ocurrencia de un escenario muy desfavorable estimándose en una primera instancia cuál sería el factor de capacidad mínimo que permitiera solamente generar ingresos para cubrir el servicio de la deuda con el BID, lo que implicaría una TIR negativa para el inversor. 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

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

aproximadamente de 37,0 %. Ambos factores de capacidad han sido largamente superados desde la puesta en funcionamiento del parque; por otra parte las distribuciones ya son mayores a la emisión, por lo que se ha asegurado una TIR positiva para los inversores.

1.2.- 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 (9 años) y para la producción proyectada por la consultoría de 2021. 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	44,0%	7,0%
Proyectada Barlovento	46,7%	8,5%
Producción promedio mejores años	47,6%	9,2%

Fuente: CARE

En el promedio de los últimos 9 años, el parque operó con un factor de capacidad promedio anual de 44,0% 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, ni eventuales ajustes en la evolución de los costos e ingresos, por lo que la TIR esperada podría ser seguramente mayor.

Las Tasas Internas de Retorno esperadas por el emprendimiento podrían compararse con algunas alternativas financieras, a modo de costo de oportunidad del capital y que podrían actuar como alternativas a esta inversión. Para una tasa libre de riesgo podría considerarse el rendimiento de los Treasury Bonds a 10 años de EEUU, que actualmente (setiembre 2026) está en 4,96% o en 3,83% si se considera un promedio de los últimos 5 años. 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 Uruguay⁶, y que incluyen también el riesgo soberano; en la actualidad (setiembre 2026) la curva en dólares (CUD) a 10 años está en 5,75%.

Estos valores son menores 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 estas comparaciones.

⁶ Curva Spot de Rendimientos de Títulos Soberanos Uruguayos emitidos en moneda nacional indexada a la inflación o en dólares, según sea el caso

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.

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

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"⁷. 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

⁷. 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 UTE⁸.

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

⁸ . 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	2025
Islandia	1	48.420
Noruega	2	24.490
Barhein	3	23.920
Finlandia	9	15.610
Canadá	6	16.090
EEUU	11	13.060
Australia	19	10.620
Japón	29	8.370
Francia	38	7.160
España	54	5.760
Chile	72	4.460
Mundo		3.860
Uruguay	75	3.783
Brasil	91	3.580

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 aun levemente por debajo 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	2025
Energ. vendida al mer.int.(miles dólares)	1.371.652	1.541.797	1.733.156	1.775.794	1.863.367
Energía vendida al mercado int. (GWh)	8.950	9.415	9.748	10.207	10.527
Número de servicios activos	1.577.969	1.614.220	1.637.885	1.674.400	1.711.009

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. Entre 2021 y 2025 la energía vendida aumentó un 18%, mientras que el número de servicios lo hizo en un 8%, lo que indica la existencia de un mayor consumo per cápita.

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 spot⁹. 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

⁹. 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 metodología.¹⁰

Comité de Calificación



Ing. Julio Preve



Cr. Martín Durán Martínez



Ing. Agr. Adrián Tambler

¹⁰. **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.**