

Fideicomiso Financiero Arias

Informe al 30 de junio de 2025



Proyectos Eólicos – UTE

Contenido

- 1 Resumen ejecutivo 3
- 2 Antecedentes 4
- 3 Operación y Mantenimiento del parque..... 5
- 4 *Gestión medioambiental* 6
- 5 *Ejecución financiera de la Operación y Mantenimiento*..... 10
- 6 *Facturación de energía* 10
- 7 Distribución de fondos a los titulares de los certificados de participación del fideicomiso 14
- 8 *Anexo - Modelo financiero actualizado a diciembre 2024* 16
- 9 *Documentación fotográfica*..... 20

PARQUE EOLICO ARIAS

1 [Resumen ejecutivo](#)

El presente documento contiene información en relación a la situación del parque eólico Arias al 30 de junio de 2025.

El parque eólico completó su séptimo año de operación el 23 de setiembre de 2024. En este período anual móvil la disponibilidad del parque estuvo en el 98,91%, superando los 98.5% que establece el contrato como valor que superado generando para la contratista Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE), derecho a percibir una bonificación por este concepto.

Según el porcentaje determinado el monto de bonificación resultante es de USD 56.661,67 más IVA.

Dado que en la actualidad SGRE y UTE en calidad de Gestor del Fideicomiso Financiero Arias se encuentran negociando aspectos relativos a la ejecución del Contrato de Garantía, Operación y Mantenimiento no se efectivizó, el pago de la bonificación antes mencionada.

La producción del parque en el ejercicio móvil julio 2024 - junio 2025 se ubicó un 15,07% por debajo de la estimación inicial anual realizada en etapa pre constructiva en P50 y 10,06% por debajo de la nueva estimación anual en P50 presentada por Barlovento en el informe de fecha 16 de agosto de 2021.

La ejecución financiera de los flujos operativos ha estado alineada a las previsiones incluidas en el modelo financiero.

Luego de cumplidas las condiciones previas establecidas en los documentos del financiamiento, en el mes de mayo se procedió a realizar la distribución semestral de fondos a los titulares de certificados de participación del Fideicomiso Financiero Arias por un monto de USD 3.200.000, cuya imputación a resultados y reintegro de capital se efectuará al cierre de ejercicio. Dicho monto representa para cada inversor un monto de USD 8,58 por cada USD 100 nominales de certificados de participación en circulación previo a dicha distribución.

El monto distribuido hasta la fecha se encuentra en el entorno de las previsiones del modelo inicial que consideraba la producción energética estimada inicial. Considerando la ejecución real de ingresos y costos hasta diciembre 2024 y proyecciones efectuadas hasta el final de la vida útil del parque tomando, para ingresos la producción estimada en P50 por Barlovento según informe de fecha 16 de agosto de 2021 y la estructura de costos definida originalmente con valores actualizados según información disponible a la fecha, la rentabilidad total del proyecto se encuentra alineada con la proyectada antes de la instalación del parque.

		TIR estimada	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Arias	Previsto	10,39%	84.722			13.600	6.743	6.257	6.326	6.516	6.453	6.612	6.328
	Real	10,34%	-42.600	-11.000		9.500	9.000	8.600	5.000	5.670	3.700	6.700	6.694

Notas: La TIR estimada en el caso Real considera los flujos efectivamente ejecutados hasta la fecha y desde ahí en adelante, las proyecciones considerando la nueva estimación de producción energética recibida de Barlovento en febrero de 2021. Los flujos anuales están expresados en miles de dólares estadounidenses (USD). Considera la perspectiva de un inversor que permanece durante toda la vida del proyecto y adquirió su participación a valor par.

(*) Incluye distribución real de mayo 2025

2 Antecedentes

Conforme a lo establecido en el contrato de construcción llave en mano firmado entre República Administradora de Fondos de Inversión Sociedad Anónima (Rafisa) en su calidad de fiduciario del Fideicomiso Financiero Arias (la Contratante) y Gamesa Eólica SL, Gamesa Latam y Gamesa Uruguay SRL (la Contratista), el 5 de febrero de 2016 se procedió a dar la Notificación de Comienzo de Suministro, entrando en vigor todas las obligaciones contractuales para ambas partes.

Gamesa comenzó efectivamente la construcción en sitio el 1° de junio de 2016, habiéndose notificado con fecha 23 de mayo de 2016, al Instituto Nacional de Colonización (INC), propietario de los predios donde se construyó el parque y a la Dirección Nacional de Medioambiente (Dinama) de acuerdo a lo establecido en la Autorización Ambiental Previa.

La fecha para la recepción provisional del suministro prevista inicialmente por la contratista, de acuerdo al contrato de construcción llave en mano y cronograma presentado, era el 30 de junio de 2017. Posteriormente, a través de adendas contractuales y en virtud del acaecimiento de Causas de Fuerza Mayor y Hechos Excusables previstos en el contrato de construcción, se reconocieron días adicionales a dicho plazo, situando la recepción provisional garantizada por la contratista para fines de julio de 2017. No obstante, se produjo un retraso en la finalización de la obra, cuyas pruebas de funcionamiento finalizaron en setiembre de 2017. A mediados de 2018, luego de una etapa de negociación de cierre de la obra, se firmó un acuerdo de finalización de la fase de construcción que determinó la aplicación de una penalidad de USD 4.221.803 a la contratista por el retraso. La Recepción Provisional del parque fue otorgada con fecha 23 de setiembre de 2017. En dicha instancia se acordó una lista de tareas pendientes valuada al 150% del valor cada ítem. Por tal concepto, de acuerdo a lo establecido en el contrato de construcción llave en mano, Gamesa constituyó garantías por un monto total de USD 1.532.500 que se fueron liberando en la medida que la contratista cumplía con los mencionados pendientes.

Contractualmente a los dos años de emitido el certificado de Recepción Provisional del parque se otorgaría a la contratista que construyó el parque, la Recepción Definitiva, siempre y cuando no existieran pendientes de obra a resolver. Este período se cumplió el 23 de setiembre de 2019, pero al existir pendientes, no se concedió la Recepción Definitiva por lo cual hasta la fecha el parque se encuentra aún dentro del período de garantía otorgado por Gamesa. Estas obligaciones se encuentran respaldadas por las siguientes garantías constituidas por la contratista:

- Garantía corporativa emitida por Gamesa Eólica Sociedad Anónima (GESA) por todas las obligaciones del contrato, vigente hasta la Recepción Definitiva del parque.
- Garantía de suministro – USD 8.505.894 – garantía bancaria, vencimiento actual 31.12.2024 (prorrogable hasta la Recepción Definitiva)
- Garantía de suministro – USD 6.782.766 – garantía bancaria, vencimiento actual 31.12.2024 (prorrogable hasta la Recepción Definitiva)
- Garantía Eventos Electroestáticos - USD 800.000 – garantía bancaria, vencimiento actual 31.12.2024 (prorrogable hasta la solución del tema)

El 24 de setiembre de 2017 se inició el período de operación y mantenimiento del parque, por lo cual entraron en vigencia todos los derechos y obligaciones establecidas en el contrato de Garantía, Operación y Mantenimiento firmado entre el Fideicomiso Financiero Arias y Gamesa. Este contrato tiene un plazo de ejecución de 15 años, previendo revisión de cumplimiento cada 5 años a opción del propietario.

El 26 de noviembre de 2018 culminó satisfactoriamente la prueba de curva de potencia, uno de los requisitos técnicos necesarios para validar la producción de los aerogeneradores que tiene por objetivo certificar que los equipos generan la potencia que garantizó el contratista en su oferta para la contratación.

El 11 de setiembre de 2017 el parque obtuvo el Acta de Habilitación, a partir de ese momento, comenzó a facturar al 100% del precio establecido en el contrato PPA, que ha evolucionado según el siguiente detalle:

<u>AÑO</u>	<u>USD/MWh</u>
2017	65,67
2018	67,05
2019	68,19
2020	68,53
2021	67,32
2022	72,16
2023	78,01
2024	78,63
2025	78,76

Desde dicha fecha comienzan a computarse los 20 años del contrato de compra venta de energía, firmado entre UTE y el Fideicomiso Financiero Pampa.

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

En lo que respecta a la financiación del parque, con fecha 21 de diciembre de 2015 se realizó la subasta pública de certificados de participación en el mercado de valores por un total de USD 53.600.000. El capital fue aportado en un 20% por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y el restante 80% por inversores institucionales y privados que adquirieron su participación a través de la Bolsa de Valores de Montevideo con participación de la Bolsa Electrónica de Valores.

Con fecha 15 de diciembre de 2015 se firmó el contrato de financiamiento entre el Fideicomiso Financiero Arias y la Corporación Interamericana de Inversiones (BID Invest), que luego de cumplidas las condiciones precedentes establecidas en dicho contrato, permitió desembolsar el monto de USD 124.038.670, destinados a atender los costos de la construcción del parque y otros costos administrativos y de gestión. El financiamiento tiene un plazo de pago de 18 años, comenzando la primera amortización en mayo 2018.

3 Operación y Mantenimiento del parque

El 24 de setiembre de 2017 entró en vigencia el Contrato de Garantía, Operación y Mantenimiento del parque, que está a cargo de Siemens Gamesa Renewable Energy Eólica S.L. Unipersonal (antes Gamesa Eólica, S.L. Unipersonal) y Siemens Gamesa Renewable Energy S.R.L. (antes Gamesa Uruguay SRL).

De acuerdo a este contrato, el costo de la operación y mantenimiento de los aerogeneradores por los 2 primeros años está incluido en la inversión inicial, debiendo el fideicomiso abonar, durante este período, únicamente el costo del mantenimiento de la obra civil y eléctrica, así como los costos de limpieza, gestión de residuos y seguridad y vigilancia. Desde el 24 de setiembre de 2019, cumplidos los 2 años de la Recepción Provisional del parque, se comenzó a devengar además del costo de operación y mantenimiento antes mencionado, la de operación y mantenimiento de los aerogeneradores.

En el primer semestre 2021 se firmó el Acuerdo Transaccional mediante el cual se cerraron las diferencias del período setiembre 2017 – abril 2020, determinando el monto a pagar de acuerdo a los servicios efectivamente prestados por la Contratista en el mencionado período, se estableció un Plan de Mantenimiento detallado y se fijaron pautas para eventuales descuentos futuros en caso de cumplimientos parciales por parte de la contratista.

El acuerdo mencionado anteriormente habilita a realizar pagos parciales sobre los meses siguientes al período del acuerdo, abonando los montos que no sean discutidos quedando para revisar a posteriori los importes sobre los que existan discrepancias. En ese marco se pagaron los montos no discutidos entre las partes del período mayo – diciembre 2020, quedando para eventualmente revisar a posteriori, las diferencias que la contratista y la contratante entiendan pertinente reconsiderar.

En relación al monto a revisar, en abril de 2021 se alcanzó un criterio acordado entre las partes, sobre los conceptos e importes a descontar en forma general para todo el O&M, en base al cual se determinó el monto final a deducir en el período mayo - diciembre 2020.

Luego de alcanzado el Acuerdo Transaccional y acordados los criterios referentes al cumplimiento de los servicios involucrados en el Contrato de Garantía, Operación y Mantenimiento, se han realizado ininterrumpidamente los pagos correspondientes a los servicios efectivamente cumplidos por la contratista.

Por otra parte, el parque eólico completó el séptimo año de operación el 23 de setiembre de 2024, alcanzando un valor de disponibilidad de 98.91%, superior al 98,5% establecido en el contrato para generar a favor del contratista el derecho al cobro de una bonificación, la cual se corresponde a un monto de USD 56.661,67.

4 Gestión medioambiental

El 22 de diciembre de 2017 se obtuvo la primera Autorización Ambiental de Operación (AAO) del parque. De acuerdo a lo establecido allí, en diciembre de cada año se presenta a la Dirección Nacional de Calidad y Evaluación Ambiental (DINACEA, antes DINAMA), un informe de desempeño ambiental anual que, a la fecha no han ameritado observaciones.

Con fecha 16 de abril del 2021, por medio de la R.M. 261/2021, el Ministerio de Ambiente otorgó la renovación de la AAO a República AFISA con vigencia por un período de tres años, sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones. Dentro de las condiciones planteada en la Resolución mencionada, se encontraba la constitución de una garantía por recomposición ambiental. A tales efectos, RAFISA en calidad de fiduciario del Fideicomiso Financiero Arias, presentó un plan de abandono del parque con una valorización de dicho evento y una propuesta de garantía a constituir por el monto resultante. En ese sentido en noviembre de 2021, el Ministerio de Ambiente, según RM 971/2021, aceptó la propuesta de garantía a emitir y el 12 de noviembre de 2021 se constituyó la misma a través de una póliza de seguro

por el monto de USD 625.123, emitida por Aseguradores de Caucciones S.A. Esa póliza de seguro de fianza tenía vigencia hasta el 12 de noviembre de 2024, y luego se realizó una extensión por un año, que se encuentra vigente hasta el 12 de noviembre del 2025. En la actualidad se está a la espera de que DINACEA se expida acerca de la Solicitud de Renovación de AAO presentada el 19 de enero del 2024.

En abril de 2018 se procedió a la contratación de la consultora EIA para realizar el monitoreo de aves y murciélagos según requerimientos de la Dirección Nacional de Calidad y Evaluación Ambiental (antes DINAMA) y de los financiadores del parque (BID Invest). Este monitoreo debía realizarse por un período inicial de 3 años para medir el impacto del parque en la fauna del lugar.

En abril de 2022 se recibió el informe final del primer trienio por parte de la consultora. Con fecha 26 de julio de 2022 se presentó ante DINACEA un Plan de Monitoreo de Aves y Murciélagos, atendiendo a las recomendaciones presentadas por los especialistas de EIA en dicho informe.

En el período octubre de 2022 - setiembre de 2023, se llevó a cabo un año de estudio adicional, siendo el cuarto año de monitoreo. Luego, desde octubre del 2023 hasta setiembre del 2024 se llevaron a cabo los monitoreos completando el año 5 de monitoreo. Los estudios antes mencionados, estuvieron a cargo de la consultora EIA, y la metodología empleada respondió a la realizada en anteriores monitoreos biológicos desde que el parque se encuentra operativo.

El 19 de enero del 2024, de acuerdo a lo dispuesto en los artículos 23 y 24 del Decreto 349/05, RAFISA en calidad de fiduciario del Fideicomiso Arias, presentó ante DINACEA la correspondiente solicitud de renovación de AAO. En el informe presentado para la renovación, se plantea un nuevo plan de monitoreo avifauna.

En el año 2024 se realizó una nueva ampliación de los monitoreos para el período estival (octubre 2024 - marzo 2025). Y en abril del 2025 dio inicio a los monitoreos del período invernal, que se encuentra vigente hasta setiembre del 2025. Estas operaciones fueron ejecutadas mientras se espera por la aprobación del nuevo plan de monitoreo presentado en enero del 2024.

Luego del primer trienio de los monitoreos avifauna con el parque operando, las sucesivas extensiones de estos, permitieron obtener información adicional de gran relevancia. Entre otras cosas: el registro de nuevas especies de aves en el área, se obtuvieron nuevas observaciones de aves con problemas de conservación que habitan dentro del parque, se detectó una importante actividad de aves haciendo uso del espacio aéreo durante la noche, se incrementó el conocimiento respecto al impacto por mortalidad de la fauna voladora, identificándose nuevas especies de aves y murciélagos afectadas por los aerogeneradores, etc.

Al 30 de junio del 2025 los monitoreos continúan realizándose con normalidad, según el cronograma pautado con la consultora.

Paralelamente, de forma continua se realizan inspecciones y monitoreo según el plan inicial autorizado por DINACEA, dando cumplimiento así a la normativa medioambiental comunicando a los contratistas las observaciones que correspondan, aguardando a que el Ministerio de Ambiente se expida sobre el nuevo plan de monitoreo presentado.

Gestión social – Salud y Seguridad Ocupacional

El Fideicomiso Financiero Arias, a través del equipo Gestor de UTE, cuenta con un pool de profesionales comprometidos y enfocados en analizar, identificar y evaluar con ética y responsabilidad los riesgos laborales, así como también realizar el seguimiento de las condiciones de trabajo de todas las personas que realizan tareas en el Parque Eólico.

En ese marco, todos los trabajadores deberán conocer el Plan de Seguridad y Salud, Plan de Emergencia y Evacuación y Plan de Gestión Ambiental específico del parque, así como deberán conocer la Evaluación de Riesgos que aplica a los trabajos que se realizan.

Por su parte, los visitantes que ingresen al parque recibirán una inducción, donde se indican las principales medidas de salud, seguridad y medio ambiente.

A continuación, se resume la información en materia de salud y seguridad ocupacional, del período enero – junio 2025:

Año 2025	Horas trabajadas	SIN DAÑOS A LA SALUD		CON DAÑOS A LA SALUD			
		Cuasi-accidentes	Daños materiales	Primeros Auxilios	Trat. Médico	Accidente de Trabajo	Días Perdidos
ENERO	1.581	0	0	0	0	0	0
FEBRERO	1.273	0	0	0	0	0	0
MARZO	1.295	0	0	0	0	0	0
ABRIL	1.028	0	0	0	0	0	0
MAYO	1.357	0	0	0	0	0	0
JUNIO	1.162	0	0	0	0	0	0
JULIO		0	0	0	0	0	0
AGOSTO		0	0	0	0	0	0
SEPTIEMBRE		0	0	0	0	0	0
OCTUBRE		0	0	0	0	0	0
NOVIEMBRE		0	0	0	0	0	0
DICIEMBRE		0	0	0	0	0	0
ACUMULADO	7.696	0	0	0	0	0	0

Ejecución financiera del Proyecto

A continuación, se presenta el presupuesto del proyecto de Construcción Llave en Mano del parque eólico Arias y los costos incurridos hasta el cierre del presente informe.

CONSTRUCCIÓN				
Concepto	Pagos acumulados al cierre construcción set.2017	Presupuesto original	Pendiente de ejecución	Variaciones presupuestales
Costos de desarrollo				
Obra civil (Presupuesto N° 2, 6 y 7)	151.885.095	27.585.000	0	
Aerogeneradores (Presupuesto N° 1 y 8)		114.687.000		
Obra eléctrica y comunicaciones (Presupuesto N° 3, 4 y 5)		11.954.600		
Adicionales		1.880.299		1.880.299
Penalizaciones por atraso		-4.221.803		-4.221.803
Subtotal proyecto	151.885.095	151.885.095	(0)	-2.341.505
CARGAS SOCIALES				
Concepto	Pagos acumulados al cierre construcción set.2017	Presupuesto original	Pendiente de ejecución	Variaciones presupuestales
Cargas sociales (Pesos Uruguayos)	90.912.269	91.225.729	313.460	
Ajustes de precios según contrato (Pesos Urug)				
Subtotal USD equivalentes	3.172.774	4.056.460	883.686	-
Total Contrato Llave en Mano	155.057.869	155.941.555	883.686	-
OTROS CONCEPTOS				
Concepto	Pagos acumulados al cierre construcción set.2017	Presupuesto original	Pendiente de ejecución	Variaciones presupuestales
Arrendamientos	188.815	211.976	23.161	
Costos monitoreo financiamiento	-			
Costos asesores legales BID	443.671			
Costos asociados al financiamiento	36.040			
Costos estructuración fideicomiso	97.495			
Comisiones de administración (RAFSA)	654.314	2.009.943	82.137	
Costos estructuración del financiamiento	2.000			
Costo de gestión	642.055			
Gastos bancarios	21.668			
Auditoría Contable	30.562			
Contingencias				
Tasas e impuestos (IVA, IRAE)	461.226	4.885.661	3.953.274	
Costos financiamiento	137.828			
Contrato de gestión	333.333			
Subtotal otros costos	3.049.008	7.107.580	4.058.572	-
SERVICIO DE DEUDA				
Concepto	Pagos acumulados al cierre construcción set.2017	Presupuesto original	Pendiente de ejecución	Variaciones presupuestales
Comisión Compromiso	1.040.174	1.040.174	0	
Up front fee	2.237.126	2.237.126	0	
Fondeo cuenta reserva	4.354.019	4.752.730	398.711	
Intereses durante la construcción	1.212.286	3.777.430	2.565.144	
Amortizaciones				
Subtotal	8.843.605,18	11.807.460,01	2.963.854,83	0,00
Total	166.950.482	174.856.595	7.906.113	-

Como puede observarse, la ejecución financiera del proyecto se desarrolló de acuerdo al presupuesto establecido, presentando algunos sobrecostos relativos básicamente a pagos de tasas e impuestos no alcanzados por los beneficios fiscales otorgados por la promoción de la inversión, los que no fueron considerados en el modelo financiero. Asimismo, se incurrieron en costos adicionales asociados al financiamiento y a la gestión debido a la extensión del plazo de construcción.

Es preciso mencionar que además de la asignación para contingencias, establecida en el flujo del proyecto, existía una garantía adicional de UTE para aportar hasta el monto de USD 8 millones por eventuales sobrecostos en caso que dicho flujo fuera insuficiente. Esta partida que no representaba costos para el proyecto, por tratarse de un concepto no reembolsable a UTE no requirió ser utilizada.

5 Ejecución financiera de la Operación y Mantenimiento

Respecto a la ejecución financiera de esta etapa, presentamos a continuación un resumen de los costos incurridos en el período 01.01.2025 – 30.06.2025 y su comparación con los gastos previstos en el modelo financiero:

Concepto	Moneda	Presupuesto 2025	Acumulado al 30-06-2025	Saldo	% de ejecución
O&M obra civil y eléctrica	USD	3.139.841	1.046.262	2.093.579	33,3%
Limpieza de palas	USD	174.988	-	174.988	0,0%
Administración UTE	USD	150.000	75.000	75.000	50,0%
Arrendamientos	USD	207.011	203.667	3.344	98,4%
Seguro	USD	438.667	-	438.667	0,0%
Tasa Control URSEA	USD	43.959	43.688	272	99,4%
Tasa DNC	USD	54.318	35.989	18.329	66,3%
Monitoreo IIC	USD	100.000	90.911	9.089	90,9%
Gastos administración	USD	300.594	60.370	240.224	20,1%
Total Costos Operativos	USD	4.609.380	1.555.887	3.053.493	33,8%
Amortización deuda	USD	6.131.054	3.033.631	3.097.423	49,5%
Intereses préstamo	USD	5.292.687	2.727.915	2.564.772	51,5%
Otros costos financiamiento	USD	-	15.000	(15.000)	0,0%
Cuenta reserva deuda	USD	-	-	-	-
Total Servicio de deuda	USD	11.423.741	5.776.546	5.647.195	50,6%

Como puede apreciarse la ejecución financiera del parque está alineada con el presupuesto elaborado para el año 2025.

En relación a los ingresos, se ha implementado una estrategia de rentabilización de los fondos excedentes disponibles. Teniendo en cuenta el escenario de tasas positivas, se han ejecutado dos líneas de acción: colocaciones a corto plazo dentro del marco de lo que permite el financiador en el contrato de financiamiento y se negoció con el Banco Agente de Cuentas, Scotiabank, aplicar remuneración en cuenta por los saldos promedios disponibles no invertidos.

Se resume a continuación el resultado de estas operaciones:

Concepto	Moneda	2025
Ganancias por inversiones temporarias	USD	76.906,98
Remuneración en cuenta	USD	127.847,12
Total	USD	204.754,10

6 Facturación de energía

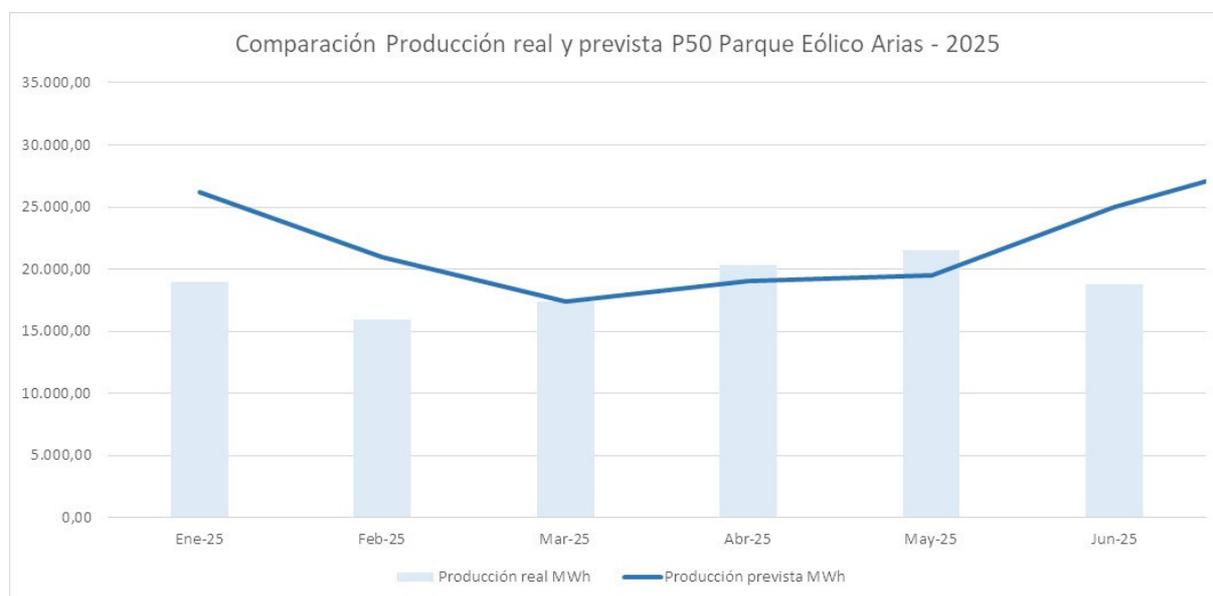
El Fideicomiso Financiero Arias ha comenzado a generar energía de prueba desde mayo 2017 en forma continua. A partir del 11 de setiembre de 2017, al obtener el Acta de Habilitación final del parque, comenzó a facturar al 100% del precio contractual. A continuación, se presenta el resumen de la facturación durante el primer semestre y un gráfico comparativo de la generación energética de dicho período y la prevista según estimaciones previas a la instalación del parque:

FACTURACIÓN REALARIAS				
Mes de producción	Producción real MWh	Subtotal USD	IVA USD	Total USD
Ene-25	18.984,30	1.495.203,47	328.944,76	1.824.148,23
Feb-25	15.923,80	1.254.158,09	275.914,78	1.530.072,87
Mar-25	17.397,86	1.370.255,06	301.456,11	1.671.711,17
Abr-25	20.340,13	1.601.988,80	352.437,54	1.954.426,33
May-25	21.554,64	1.697.643,53	373.481,58	2.071.125,10
Jun-25	18.795,13	1.480.304,52	325.666,99	1.805.971,51
Total	112.995,85	8.899.553,46	1.957.901,76	10.857.455,22

La performance de facturación del parque eólico en el período enero – junio 2025, estuvo un 11,76 % por debajo de la estimación prevista por los asesores técnicos independientes, que fue la utilizada en el caso base del modelo financiero del negocio (GWh esperados 303 por año).

Por otra parte, considerando la nueva estimación de producción energética de largo plazo en P50 realizada por la consultora Barlovento en su informe de fecha 16 de agosto de 2021, que proyecta una generación anual de 286.269,7 MWh/año (5,57% inferior a las estimaciones en etapa de proyecto), la producción real del período se ubicó en el entorno de un 6,56% por debajo.

En el gráfico siguiente se muestra la facturación real en el año móvil finalizado en junio de 2025 comparándolo con la producción proyectada inicialmente.



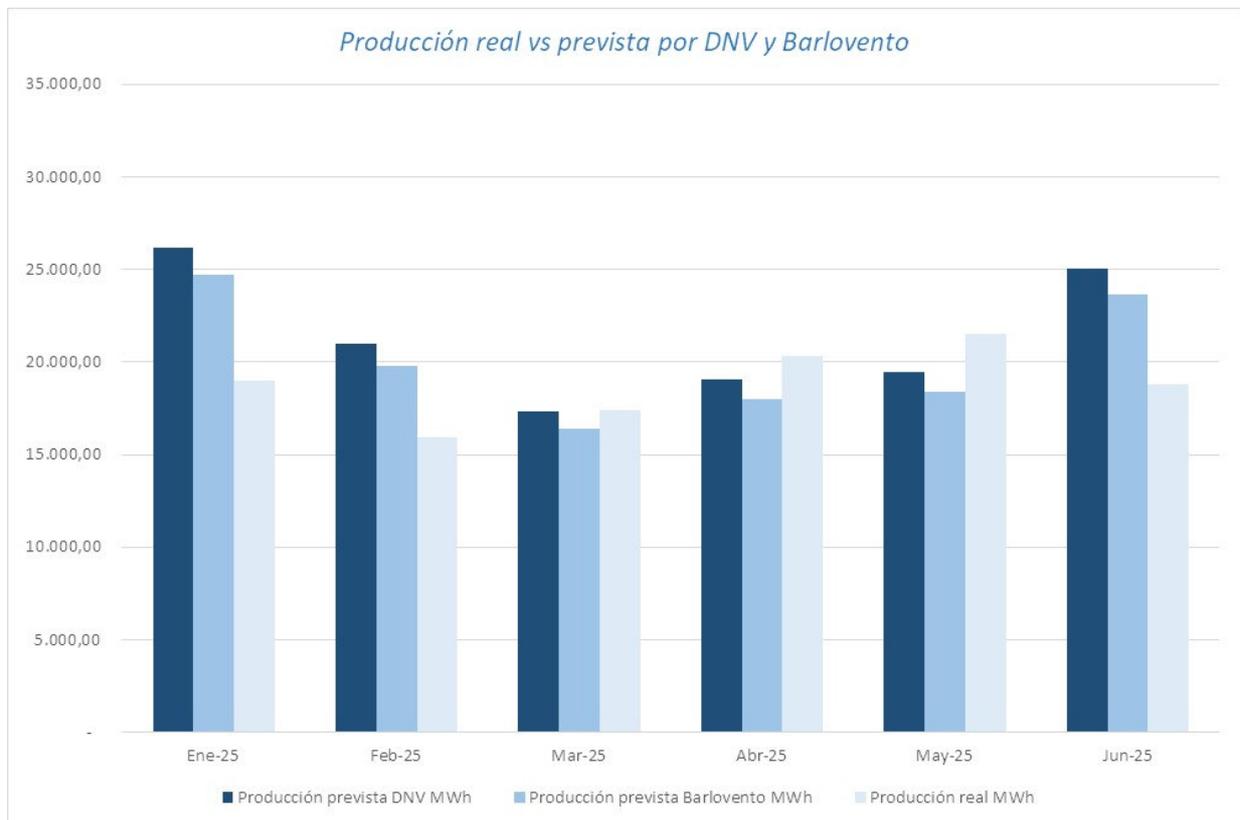
En el siguiente cuadro resumen se presenta un comparativo de la producción por el año móvil Julio – Junio desde el año 2017 y las estimaciones de producción obtenidas de las consultoras internacionales:

Año móvil julio - junio	MWh/año	% desviación/inicio	% desviac./nueva estim.
Estimado pre-construcción DNV GH año 2014	303.149	0,00%	0,00%
Estimación ajustada Barlovento agosto 2021	286.270	-5,57%	0,00%
Julio 2017 - junio 2018	267.996	-11,60%	-6,38%
Julio 2018 - junio 2019	271.659	-10,39%	-5,10%
Julio 2019 - junio 2020	284.953	-6,00%	-0,46%
Julio 2020 - junio 2021	291.793	-3,75%	1,93%
Julio 2021 - junio 2022	256.041	-15,54%	-10,56%
Julio 2022 - junio 2023	272.494	-10,11%	-4,81%
Julio 2023 - junio 2024	288.010	-4,99%	0,61%
Julio 2024 - junio 2025	257.474	-15,07%	-10,06%
Promedio (2017-2024) año móvil	273.802	-9,68%	-4,36%

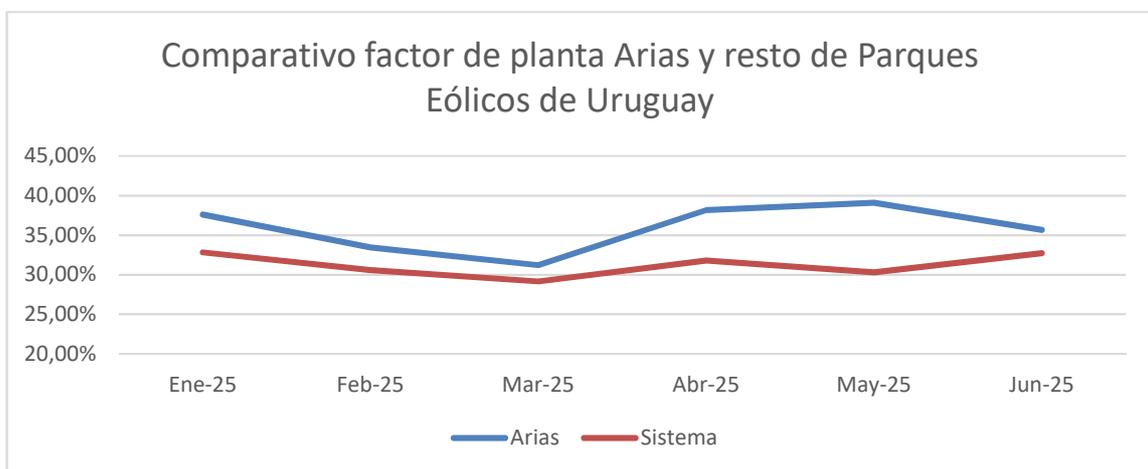
La producción del parque en el ejercicio móvil julio 2024 - junio 2025 se ubicó un 15,07 por debajo de la estimación inicial anual realizada en etapa pre constructiva en P50 y 10,06 por debajo de la nueva estimación anual en P50 presentada por Barlovento en el informe de fecha 16 de agosto de 2021.



A continuación, se grafica la producción real mes a mes del período enero 2025 – junio 2025, comparada con las estimaciones de las consultoras:



El análisis comparativo de la performance del parque eólico Arias respecto al promedio del resto de los parques eólicos operativos en Uruguay, se presenta en la siguiente gráfica:



Como puede visualizarse, el desempeño del parque eólico Arias se encuentra alineado con la producción promedio del resto de parques eólicos de Uruguay, presentando un factor de planta por encima de dicho promedio, en el período analizado.

7 Distribución de fondos a los titulares de los certificados de participación del fideicomiso

La periodicidad de distribución de fondos del Fideicomiso Financiero Arias está prevista de forma semestral.

Luego de cumplidas las condiciones previas establecidas en los documentos del financiamiento, se procedió a realizar la distribución semestral de fondos a los titulares de certificados de participación del Fideicomiso Financiero Arias por un monto total de USD 3.200.000,. Dicho monto representa para cada inversor un monto de USD 8,58 por cada USD 100 nominales de certificados de participación en circulación previo a dicha distribución.

Se presenta a continuación un resumen de las distribuciones de fondos realizadas hasta la fecha del informe y su asignación contable:

DISTRIBUCIONES ARIAS					
<i>Fecha</i>	<i>Moneda</i>	<i>Reintegro Capital</i>	<i>Resultados</i>	<i>Total</i>	<i>Modelo</i>
20/12/2018	USD	6.542.861,00	2.957.139,00	9.500.000,00	13.600.018,24
27/06/2019	USD	4.000.000,00	-	4.000.000,00	3.647.309,58
20/12/2019	USD	5.000.000,00	-	5.000.000,00	3.095.856,05
24/07/2020	USD	4.300.000,00	-	4.300.000,00	3.107.295,79
30/11/2020	USD	3.974.424,00	325.576,00	4.300.000,00	3.149.351,61
31/05/2021	USD	1.151.938,00	1.048.062,00	2.200.000,00	3.144.305,57
30/11/2021	USD	-	2.800.000,00	2.800.000,00	3.182.030,43
31/05/2022	USD	2.093.689,00	2.126.311,00	4.220.000,00	3.241.490,58
30/11/2022	USD		1.450.000,00	1.450.000,00	3.274.684,34
31/05/2023	USD		2.000.000,00	2.000.000,00	3.263.192,13
30/11/2023	USD		1.700.000,00	1.700.000,00	3.278.000,00
30/05/2024	USD	300.000,00	3.200.000,00	3.500.000,00	3.500.000,00
30/11/2024	USD	3.200.000,00		3.200.000,00	3.267.636,69
30/05/2025	USD			3.200.000,00	3.245.011,95 (*)
Total	USD	30.562.912,00	17.607.088,00	51.370.000,00	55.996.182,95

(*) La distribución de mayo 2025 se imputará contablemente a resultados y/o reintegro de capital al cierre de ejercicio.

Al respecto, deben tenerse en consideración los siguientes aspectos:

- Como puede apreciarse en el cuadro anterior, la distribución está alineada al monto total a distribuir hasta la fecha, en relación al modelo financiero inicial que consideraba la producción energética estimada previo a la instalación del parque.
- En relación a las proyecciones a futuro, teniendo en cuenta que la producción esperada ha sido recalculada a la baja de acuerdo al informe de Barlovento de agosto de 2021 informado al mercado, en el entorno de 5,57% por debajo de la producción estimada en etapa de proyecto, se espera que los montos a distribuir a futuro se encuentren en el entorno de las últimas distribuciones.
- Se encuentran retenidos fondos por 3 Millones de USD para atender eventuales indemnizaciones por Servidumbres en cumplimiento de requerimientos de los financiadores.
- La inversión en certificados de participación corresponde a activos de renta variable que implica flujos de fondos oscilantes determinados por la performance y operativa del emprendimiento.

No obstante lo antes indicado, como se indicó, el monto distribuido hasta la fecha se encuentra en el entorno de las previsiones del modelo inicial que incluía la producción energética estimada inicial. Considerando la ejecución real de ingresos y costos hasta diciembre 2024 y proyecciones efectuadas hasta el final de la vida útil del parque tomando, para ingresos la producción estimada en P50 por

Barlovento según informe de fecha 16 de agosto de 2021 y la estructura de costos definida originalmente con valores actualizados según información disponible a la fecha, la rentabilidad total del proyecto se encuentra alineada con la proyectada antes de la instalación del parque.

		TIR estimada	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Arias	Previsto	10,39%	84.722			13.600	6.743	6.257	6.326	6.516	6.453	6.612	6.328
	Real	10,34%	-42.600	-11.000		9.500	9.000	8.600	5.000	5.670	3.700	6.700	6.694

Notas: La TIR estimada en el caso Real considera los flujos efectivamente ejecutados hasta la fecha y desde ahí en adelante, las proyecciones considerando la nueva estimación de producción energética recibida de Barlovento en febrero de 2021. Los flujos anuales están expresados en miles de dólares estadounidenses (USD). Considera la perspectiva de un inversor que permanece durante toda la vida del proyecto y adquirió su participación a valor par.

(*) Incluye distribución real de mayo 2025

8 Anexo - Modelo financiero actualizado a diciembre 2024

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ingresos													
Ingresos por venta de energía			9.304	19.044	18.521	20.170	18.274	19.045	21.261	21.850	22.528	23.158	23.534
Total ingresos			9.304	19.044	18.521	20.170	18.274	19.045	21.261	21.850	22.528	23.158	23.534
Costos													
O&M			0	-2.610	-2.034	-2.233	-2.384	-2.888	-3.102	-3.123	-3.315	-3.303	-3.995
Costos administrativos			-100	-192	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150
Arrendamientos			-64	-170	-178	-169	-163	-167	-206	-216	-209	-214	-219
Seguros			-91	-312	-163	-189	-239	-312	-433	-428	-443	-454	-464
Otros	-19,98	-179	-349	-402	-460	-365	-414	-442	-410	-427	-502	-505	-507
Total costos	-19,98	-179	-603	-3.686	-2.985	-3.106	-3.350	-3.959	-4.300	-4.344	-4.619	-4.626	-5.334
EBITDA	-19,98	-179	8.701	15.359	15.537	17.064	14.924	15.086	16.961	17.506	17.909	18.532	18.200
Variación capital de trabajo	22,97	-145	-16.902	2.216	2.694	-522	-2.190	1.489	-2.395	696	1.813	-90	-19
Impuesto a la renta	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-385	-38	-33
Impuesto al Patrimonio	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo operativo dp de CT e impuestos	2,99	-324	-8.202	17.575	18.231	16.542	12.733	16.575	14.566	18.201	19.337	18.405	18.148
Inversión - Financiamiento	43.852,09	-13.204	19.683	-18.229									
Servicio de deuda													
Amortización		0	0	4.129	4.395	4.625	4.696	4.713	5.281	5.635	6.131	6.280	6.680
Intereses		0	3.600	5.857	6.398	5.816	5.266	5.376	6.176	5.973	5.293	5.276	4.868
Servicio de deuda total		0	3.600	9.986	10.793	10.441	9.962	10.089	11.457	11.608	11.424	11.556	11.548
Cuenta reserva para financiamiento		0	0	-6.397	-4.046	287	0	1.851	-507	-11	2.944	41	-46
Flujo de caja disponible	43.855,08	30.327	38.208	11.672	6.064	12.452	6.624	9.961	6.892	9.775	13.932	7.273	6.937

	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Ingresos										
Ingresos por venta de energía	23.842	24.199	24.566	24.942	25.327	25.719	26.121	26.531	26.949	9.126
Total ingresos	23.842	24.199	24.566	24.942	25.327	25.719	26.121	26.531	26.949	9.126
Costos										
O&M	-3.871	-4.150	-4.040	-4.332	-4.744	-5.060	-4.952	-5.282	-5.170	-1.993
Costos administrativos	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-50
Arrendamientos	-224	-228	-233	-238	-244	-249	-254	-260	-265	-90
Seguros	-474	-484	-494	-505	-516	-527	-539	-550	-562	-575
Otros	-508	-510	-512	-515	-517	-519	-521	-524	-426	-143
Total costos	-5.226	-5.523	-5.430	-5.740	-6.170	-6.505	-6.416	-6.766	-6.573	-2.851
EBITDA	18.615	18.676	19.136	19.202	19.157	19.214	19.704	19.765	20.376	6.275
Variación capital de trabajo	-45	-51	-53	-54	-11	3.707	-3.819	-58	-67	3.944
Impuesto a la renta	-117	-144	-334	-397	-454	-1.314	-1.585	-1.804	-2.078	-1.594
Impuesto al Patrimonio	0	0	0	0	0	0	0	-63	-117	-93
Flujo operativo dp de CT e Impuestos	18.454	18.481	18.750	18.752	18.692	21.607	14.300	17.840	18.114	8.532
Inversión - Financiamiento										
Servicio de deuda										
Amortización	7.318	7.857	8.009	8.661	9.253	9.473	9.813	11.089	0	0
Intereses	4.439	3.974	3.947	3.353	2.715	2.035	1.337	606	0	0
Servicio de deuda total	11.758	11.831	11.956	12.015	11.968	11.509	11.150	11.695	0	0
Cuenta reserva para financiamiento	-65	-83	24	2	189	239	-315	5.894	0	0
Flujo de caja disponible	7.014	6.949	7.200	7.121	7.295	10.720	6.980	12.421	18.497	8.915

Nota: Información Histórica al 31-12-2024

CONSIDERACIONES GENERALES

Debe notarse especialmente que ni República AFISA en su calidad de fiduciaria del Fideicomiso Financiero Arias ni la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) garantizan rendimientos de tipo alguno.

En relación al flujo de fondos antes presentado se remiten los siguientes comentarios:

- Se trata de proyecciones realizadas en base a hipótesis y evolución de variables, previstas de acuerdo a la información disponible a la fecha de la actualización, por lo cual no se asegura el logro de los flujos estimados.
- Las decisiones que se adopten en base a esta información son de total responsabilidad de quien las tome, no implicando responsabilidad alguna para el Fideicomiso Financiero Arias
- La información se elaboró con el objetivo de ser presentada al Organismo financiador del proyecto para acreditar el cumplimiento de los covenants establecidos en el contrato de préstamo y como todo modelo es una representación simplificada de la estructura económica del emprendimiento; por lo tanto, hay algunos impactos contables que no fueron considerados por no tener repercusión sobre los ratios exigidos por el financiador o porque al suponer evolución acompasada de las variables macroeconómicas (inflación de Estados Unidos, inflación de Uruguay, devaluación) no generan a priori partidas relevantes a considerar. En este sentido, las exposiciones contables no incorporadas al modelo corresponden a:
 - aplicación de las NIIF 9, 15 y 16, NIC 12, 23, 38 y 39 en relación a la valuación de activos fijos y pasivos
 - aplicación de la NIIF 9 en relación a la valuación de swap
 - aplicación de la NIC 12 en relación al Impuesto diferido (en relación a este concepto se han reflejado impactos de muy corto plazo. En el largo plazo se supone que la evolución de las variables macro se acompasan, eliminando los efectos que este ítem puede generar).

HIPÓTESIS ECONÓMICAS UTILIZADAS

INGRESOS

Ingresos por venta de energía: Se incluye la producción real desde inicio de la operación hasta el 31 de diciembre de 2024. Se proyecta la generación según estimación de DNV Garrad Hassan, 303.149 MWh/año. El precio de la energía de acuerdo a contrato de compraventa de energía es de USD 63,50 al año 2010, ajustado por paramétrica. Precio de energía 2025: USD 78,76 /MWh.

COSTOS

O&M: El Fideicomiso Financiero Arias firmó un contrato de Garantía, Operación y Mantenimiento por 15 años, por lo tanto, el modelo contiene hasta dicho período de operación los honorarios de la contratista Siemens Gamesa Renewable Energy estipulados en el mencionado contrato y a posteriori un monto estimado de 15% adicional para aerogeneradores.

Para Operación y Mantenimiento de aerogeneradores:

- Años 1 y 2 50.000 USD/aerogenerador/año
- Años 3 a 10 62.100 USD/aerogenerador/año
- Años 11 a 15 69.085 USD/aerogenerador/año
- Años 16 a 20 se consideró un incremento de 15%

Los honorarios correspondientes a los dos primeros años de operación se abonaron por anticipado junto al costo de la inversión.

Para Mantenimiento de BOP:

- Obra eléctrica 202.625 USD/año.
- Obra civil: 54.000 USD/año.
- Vigilancia y seguridad: 92.500 USD/año
- Limpieza: 8.500 USD/año
- Gestión de residuos (incluida su disposición final): 35.000 USD/año
- Comunicación del SCADA vía satélite: 15.000 USD/año

Todos los honorarios se ajustan por paramétrica conforme a lo establecido en el contrato que incluye un 65% por evolución de inflación de Estados Unidos y 35% por inflación de Uruguay expresada en dólares.

Costos administrativos: Considera el contrato de gestión firmado con UTE con un costo anual fijo de USD 400 mil durante construcción y USD 150 mil por año durante todo el período de operación.

Arrendamientos: El costo corresponde al monto pactado en el contrato de arrendamiento firmado con el Instituto Nacional de Colonización por los terrenos donde se instaló el parque eólico, con un costo de UI 41.187 por año y por aerogenerador. Este monto se convierte a dólares equivalentes según evolución del tipo de cambio de la UI y USD proyectada para el período del proyecto.

Seguros: El costo del seguro es anual y se paga por anticipado. El flujo original suponía un 2,5% del monto de la inversión, pero en el modelo actualizado se considera el costo real incurrido en estos años que ha sido inferior a ese monto originalmente previsto. El costo 2023 ha sido del entorno de USD 432.000. Luego para proyectar se utiliza la evolución de la inflación de Estados Unidos ya que los seguros casi en su totalidad están reasegurados en el mercado internacional y dependen de ese mercado.

Otros: Este concepto proyectado incluye:

Tasa de control de URSEA: Es del 2‰ (dos por mil) del monto facturado sin impuestos.

Tasa de DNC: Es una tasa en Pesos Uruguayos que equivale aproximadamente a 0,2 USD/MWh producido. Para proyectar se ajusta por IPC y evolución del tipo de cambio.

Monitoreo BID: Costos de asesores técnicos, legales y de seguros, así como monitoreos medioambientales requeridos por el financiador. Monto anual aproximado USD 100.000.

Costos administrativos del Fideicomiso: Incluye comisión de Rafisa, costos del mercado de valores (entidad registrante, entidad representante), Auditoría Externa y otros gastos administrativos (gastos bancarios, timbres, certificados, aportes BPS, firma digital) se proyecta un costo total de USD 300 mil anuales.

Financiamiento: Se refleja el monto de amortización e intereses realmente ejecutado hasta la fecha de elaboración del flujo y se proyecta el pago futuro de servicio de deuda de acuerdo al calendario de amortizaciones del contrato de préstamo con los respectivos intereses generados por la deuda a las tasas de interés proyectadas.

Para los tramos de préstamo pactados a tasa de interés variable, se consideró la curva esperada para SOFR TERM 6 meses recibida del BID con fecha 15.11.2023 más margen de 0,42826% y los spreads definidos en el contrato de financiamiento para cada período.



