

AREAFLIN SA

PARQUE EÓLICO VALENTINES



INFORME AL 30 DE JUNIO DE 2025

ENERGÍAS RENOVABLES – UTE

Contenido

1	Resumen ejecutivo	2
2	Operación y Mantenimiento del parque.....	5
3	Gestión medioambiental y social	6
4	Gestión social – Salud y Seguridad Ocupacional	8
5	Ejecución financiera del Proyecto.....	9
6	Ejecución financiera de la Operación y Mantenimiento.....	11
7	Facturación de energía.....	12
8	Asambleas y distribución de fondos a los accionistas	16
9	Incidente en aerogenerador.....	18
10	Ajuste de precio PPA.....	18
11	Anexo 1 – Flujo de Fondos Actualizado	20

PARQUE EOLICO VALENTINES

1 Resumen ejecutivo

El presente documento contiene información actualizada al 30 de junio de 2025, en relación al parque eólico Valentines.

El parque comenzó su noveno año de operación el 1º de mayo de 2025, instancia en la cual, de acuerdo a contrato, se calculó la disponibilidad del parque del año móvil anterior, que se encuentra en revisión de los respectivos equipos técnico.

Con fecha 4 de febrero de 2025 se registró un incendio en el aerogenerador 10 del parque eólico. En dicha instancia se adoptaron todos los protocolos de seguridad y comunicación a los seguros y demás partes interesadas correspondientes. El plazo estimado por la contratista para volver a poner el equipo en funcionamiento es del entorno de 12 a 14 meses.

En relación a la ejecución financiera de los flujos operativos, el desempeño de Areaflin SA ha estado alineado a las previsiones incluidas en el modelo financiero, ejecutándose gastos por un monto inferior al presupuestado para el período.

Conforme a lo aprobado por la Asamblea General Ordinaria de Accionistas (AGOA) celebrada el 29 de abril de 2025, el 16 de junio de 2025, se realizó la distribución de utilidades de la sociedad por un monto total de USD 6.000.000, que representó para cada inversor un 17,07% sobre el capital integrado promedio de la Sociedad en el ejercicio.

La producción del parque en el año móvil julio 2024 – junio 2025 se ubicó 15,70% por debajo de la estimación inicial realizada en etapa de proyecto en P50, y un 7,31% por debajo de la nueva estimación en P50 presentada por G-Advisory en el informe de fecha 23 de julio de 2020.

A continuación se presenta un cuadro con la estimación comparativa de la tasa interna de retorno (TIR) para los accionistas, considerando las proyecciones realizadas en etapa de proyecto versus la resultante de los flujos históricos ejecutados hasta el 31.12.2024 y flujos proyectados desde 2025 hasta el final de la vida útil prevista para el parque, actualizados con la información disponible a la fecha:

		TIR estimada	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Valentines	Previsto	9,69%	-15.314,72	-36.079,69	2.242,04	5.053,15	4.021,60	4.263,80	4.579,18	4.824,73	5.134,48	5.426,76	5.658,57
	Real	11,74%	-10.430,45	-41.905,24	0,00	5.403,30	6.314,36	6.005,34	6.131,69	6.818,04	6.800,00	8.687,55	6.000,00

Antecedentes

En relación al proyecto eólico Valentines, conforme a lo establecido en el contrato de construcción llave en mano firmado entre Areaflin SA (la Contratante) y Gamesa Eólica SL y Gamesa Uruguay SRL (la Contratista), el 12 de mayo de 2015 se procedió a dar la Notificación de Comienzo de Suministro, entrando en vigor las obligaciones contractuales para ambas partes, entre las cuales se establecía el plazo de construcción del parque eólico.

Gamesa comenzó efectivamente la construcción en sitio el 3 de setiembre de 2015.

El 5 de enero de 2017 el parque obtuvo el Acta de Habilitación Final lo que habilitó a la sociedad a poder facturar la totalidad de la energía disponible al 100% del precio indicado en el contrato de compraventa de energía, que ha evolucionado según el siguiente detalle:

Año	USD/MWh
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 comienza a computarse los 20 años del contrato de compra venta de energía, firmado entre UTE y Areaflin S.A.. Por su parte, con fecha 27 de enero de 2017 Areaflin SA emitió a Gamesa el certificado de Recepción provisional del parque, documento que implica la culminación de la etapa de construcción. En dicha instancia se acordó una lista de tareas pendientes menores, valuada al 150% del valor cada ítem y por tal concepto, de acuerdo a lo establecido en el contrato de construcción llave en mano, la Contratista Gamesa, constituyó garantías por un monto total de USD 2.746.500. La Contratista ha estado trabajando en la ejecución de los pendientes, habiendo completado a la fecha la totalidad de dichos pendientes, lo que ha permitido la reducción de los avales bancarios en proporción a dichos avances.

Teniendo en cuenta que la Recepción Provisional del Suministro se realizó con posterioridad a la fecha comprometida contractualmente por la contratista, de conformidad a lo establecido en el contrato de construcción llave en mano, se aplicaron a Gamesa penalidades por atraso por un total de USD 7.317.725,49 (USD 10.500.000 menos la energía generada) que permitieron a la sociedad compensar el desfase de los flujos financieros respecto a los fondos previstos para el proyecto.

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 30 de abril 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.

Luego de diversas negociaciones con la Contratista, con fecha 20 de diciembre de 2024, se ha alcanzado un acuerdo para poner fin a dichas reclamaciones pendientes, a efectos de otorgar la Recepción Definitiva del Suministro, y, en consecuencia, proceder a la liberación gradual de las garantías correspondientes. Las 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 9.661.429 – garantía bancaria, vencimiento actual 31.12.2025 (prorrogable hasta la Recepción Definitiva).

El 1º de mayo 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 Areaflin SA y Gamesa. Este contrato tiene un plazo de ejecución de 15 años, previendo revisión de cumplimiento cada 5 años, que le permiten a la contratante Areaflin SA, rescindir en dichas instancias si entiende que el desempeño de la contratista no es el adecuado.

El 25 de setiembre de 2017 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 energía que garantizó el contratista en su oferta para la contratación.

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 22 de diciembre de 2016 se realizó la emisión de acciones en el mercado de valores por un total de USD 52.335.692. El capital se compone en un 20% por acciones ordinarias escriturales clase A, propiedad de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y el restante 80% acciones preferidas escriturales clase B, que se emitieron a partir de una subasta pública realizada en el mercado de valores a través de la Bolsa de Valores de Montevideo con participación de la Bolsa Electrónica de Valores Sociedad Anónima. Como resultado del proceso de colocación de las acciones clase B, que contó con la distribución a través de una Red de Pagos de alcance nacional, la exitosa emisión logró la participación de aproximadamente

10.000 accionistas que conformaron su paquete accionario que desde dicha fecha hasta la actualidad cotiza en bolsa.

Con fecha 15 de marzo de 2017 se firmó el contrato de financiamiento entre Areaflin SA y la Corporación Interamericana de Inversiones (BID Invest), que luego de cumplidas las condiciones precedentes establecidas en dicho contrato, permitió a la sociedad desembolsar el monto de USD 119.817.463,28 que se destinó a cancelar préstamos obtenidos de la banca local para 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 y comenzó a amortizarse en mayo de 2017.

2 Operación y Mantenimiento del parque

Desde el 1ro. de mayo 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 la oferta de Gamesa reflejado en los términos contractuales el costo de la operación y mantenimiento de los aerogeneradores por los 2 primeros años estaba incluido en el costo de la inversión inicial, debiendo la sociedad, durante ese período, abonar únicamente el costo del mantenimiento de la obra civil, obra eléctrica y otros servicios generales (limpieza, seguridad y vigilancia, scada). Desde el 1° de mayo de 2019 comenzaron a devengarse conjuntamente con los costos de operación y mantenimiento de obra civil, obra eléctrica y otros servicios generales, los honorarios por operación y mantenimiento de los aerogeneradores.

A finales del año 2020, se firmó el Acuerdo Transaccional mediante el cual se cerraron las diferencias del período mayo 2017 – abril 2020, determinando el monto a pagar de acuerdo a los servicios efectivamente prestados por la Contratista en el mencionado período. En diciembre de 2020 se efectuaron los pagos correspondientes.

Es preciso informar que conforme a lo que establece la cláusula séptima el Acuerdo Transaccional firmado en diciembre de 2020, respecto a los honorarios desde mayo 2020 en adelante, se pagaron los montos no discutidos entre las partes, quedando para eventualmente revisar a posteriori, las diferencias que la contratista y la contratante entiendan pertinente reconsiderar. En ese marco, en febrero 2021 se pagaron honorarios por el período junio – diciembre 2020 por un total de USD 1.081.981,11.

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 comenzó su noveno año de operación el 1º de mayo de 2025, instancia en la cual, de acuerdo a contrato, se calculó la disponibilidad del parque del año móvil anterior, que se encuentra en revisión de los respectivos equipos técnico.

3 Gestión medioambiental y social

El 15 de junio de 2017 se obtuvo la Autorización Ambiental de Operación del parque.

De acuerdo a lo establecido en la autorización antes mencionada, en junio de cada año se presenta a la Dirección Nacional de Calidad y Evaluación Ambiente (DINACEA, antes DINAMA), un informe de cumplimiento anual que a la fecha no ha ameritado observaciones.

El 31 de marzo de 2020 se presentó, conforme a lo establecido en la AAO, la solicitud de renovación de dicha Autorización Ambiental de Operación.

El 12 de enero del 2021 se obtuvo la renovación correspondiente por un período de tres años, salvo que se introduzcan modificaciones, reformas o ampliaciones significativas, en cuyo caso deberá solicitarse con suficiente antelación al vencimiento de la AAO concedida.

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

El 21 de julio 2021 se recibió el informe final del primer trienio por parte de la consultora que fue presentado a DINACEA oportunamente con el Informe Anual de Desempeño en el mes de junio 2022.

El 12 de setiembre de 2022 se presentó ante DINACEA una nueva versión del Plan de Monitoreo de Aves y Murciélagos.

Por una parte, con el fin de dar cumplimiento a los requisitos legales establecidos en la Autorización Ambiental de Operación, hasta que el Ministerio de Ambiente se expidiera sobre el nuevo plan de monitoreo presentado, se reinició el monitoreo de aves y murciélagos en las mismas condiciones dispuestas en el Plan de Gestión Ambiental de Operación inicial que se encontraba vigente. La consultora LKSur fue quien ejecutó las campañas de monitoreo desde el 17 de setiembre de 2022 hasta setiembre 2023. Al finalizar este período, la Consultora entregó un informe con todo lo recabado en el período mencionado.

Por otra parte, por vista conferida por la DINACEA con fecha 30 de enero de 2023, dicha dirección otorga su visto bueno al plan de monitoreo presentado en setiembre del 2022 a ser aplicado a partir de setiembre 2023.

Con base a lo antes indicado, a partir de entonces, la empresa ADAPTA Ingeniería Ambiental SRL está llevando a cabo el monitoreo de aves y murciélagos con el alcance previsto en ese plan presentado.

En el período de referencia la consultora ha cumplido con el cronograma establecido de los monitoreos realizando la entrega de dos informes trimestrales de relevamiento de aves y quirópteros en los meses de marzo y mayo.

En el primer informe, se presentan los resultados obtenidos en las seis primeras campañas de este nuevo periodo anual de estudios, que abarcan desde la segunda quincena de diciembre de 2024 a la primera quincena de marzo 2025.

De los relevamientos realizados se desprenden las siguientes conclusiones:

- Se realizaron todas las tareas comprometidas.
- Se encontraron restos de tres murciélagos (los tres *Lasirus cinereus*) y ninguno de aves, todos correspondientes a la campaña realizada el 17 de febrero.
- Los tres eventos corresponden a tres aerogeneradores diferentes (AGs 1, 9 y 27).
- La especie víctima de las colisiones es un migrante presente en el país en los meses más cálidos que no integra listas o categorías de especies con problemas de conservación.

En el segundo informe, se presentan los resultados obtenidos en las cinco campañas que abarcan desde la segunda quincena de marzo de 2025 a la segunda quincena de mayo 2025.

De los relevamientos realizados se desprenden las siguientes conclusiones:

- Se realizaron todas las tareas comprometidas.
- Se encontraron restos de tres murciélagos y de tres aves.
- No se detecta acumulación de casos en un sector específico.
- Los seis eventos corresponden a cinco aerogeneradores diferentes (AGs 1, 3, 13 y 29 con un caso, AG23 con dos casos).
- Las especies víctimas de las colisiones no integra listas o categorías de especies con problemas de conservación. Los quirópteros detectados son migrantes presentes en el país en los meses más cálidos.

La consultora también hizo entrega en el mes de junio, del informe semestral de monitoreo poblacional de aves amenazadas. El mismo presenta los resultados obtenido de los monitoreos panorámicos (oteaderos) e información cuantitativa obtenida en la realización de censos en los diferentes componentes ambientales. El informe contempla campañas realizadas en el período diciembre 2024 a abril 2025.

Resumen de resultados oteaderos y censos:

- En el periodo considerado se registraron 213 pasajes de rapaces por la franja de riesgo de colisión, correspondientes a un total de siete especies.
- Se censaron un total de 807 ejemplares (390 en área de bajos y 417 en las praderas), y que corresponden a 45 especies de aves. 32 especies fueron censadas en el área de bajos y 37 en el área de pradera ganadera. Si se restringe a los Passeriformes el total es de 515 (263 en los bajos y 252 en las praderas) correspondientes a 33 especies (24 en los bajos y 27 en las praderas)

Por otra parte, en octubre del 2023, de acuerdo a lo dispuesto en los artículos 23 y 24 del Decreto 349/05, Areaflin SA presentó la solicitud de renovación de la Autorización Ambiental de Operación, incluyendo un nuevo plan de monitoreo avifauna, sobre el cual DINACEA aún no se expidió.

Paralelamente, de forma continua se realizan inspecciones y monitoreos del cumplimiento de la normativa medioambiental y se van comunicando a los contratistas las observaciones que correspondan.

De acuerdo a lo establecido en la normativa vigente, el Ministerio de Ambiente requiere constituir una garantía para la recomposición ambiental para cubrir las eventuales acciones necesarias a realizar luego de finalizada la vida útil del parque eólico. En ese sentido requiere la presentación de un Plan de abandono y la cotización de las actividades necesarias realizada por una empresa independiente. Luego de varios intercambios con la autoridad ambiental, se presentó una propuesta de garantía, comprendiendo la recomposición de los espacios utilizados por el parque eólico incluyendo los predios donde se construyeron caminos, la cual se presentó a DINACEA en marzo 2023 y fue aprobada en enero de 2024 mediante la Resolución Ministerial 97/2024.

Con fecha 29 de febrero 2024, se constituyó la mencionada garantía por un monto de USD 2.961.295, mediante póliza emitida por BSE con validez por tres años.

4 Gestión social – Salud y Seguridad Ocupacional

Areaflin SA, 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:

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	3.005	0	0	0	0	0	0
FEBRERO	1.267	0	0	0	0	0	0
MARZO	1.196	0	0	0	0	0	0
ABRIL	1.244	0	0	0	0	0	0
MAYO	4.754	0	0	0	0	0	0
JUNIO	3.023	0	0	0	0	0	0
ACUMULADO	14.492	0	0	0	0	0	0

Durante el período Enero – Junio 2025 no ocurrieron incidentes con lesión ni sin lesión.

5 Ejecución financiera del Proyecto

A continuación, se presenta el presupuesto del proyecto de Construcción Llave en Mano del parque eólico Valentines y los costos incurridos hasta el cierre de la etapa de construcción. Se incluyen movimientos posteriores que correspondían a dicha etapa.

CONSTRUCCIÓN				
Concepto	Pagos acumulados al 30.04.2017	Presupuesto original	Pendiente de ejecución	Variaciones presupuestales
Obra civil (Presupuesto N° 2, 6 y 7)	144.810.942	22.889.000	1.340.000	
Aerogeneradores (Presupuesto N° 1 y 8)		114.687.000		
Obra eléctrica y comunicaciones (Presupuesto N° 3, 4 y 5)		15.571.154		
Órdenes de cambio, IVA y otros		321.513		321.513
Penalizaciones atraso construcción		-7.317.725		-7.317.725
Subtotal proyecto	144.810.942	146.150.942	1.340.000	(6.996.212)

CARGAS SOCIALES				
Concepto	Pagos acumulados al 30.04.2017	Presupuesto original	Pendiente de ejecución	Variaciones presupuestales
Cargas sociales (Pesos Uruguayos)	66.444.826	88.798.154	22.353.328	
Ajustes de precios según contrato (\$)				
Subtotal USD equivalentes	2.559.082	3.948.515	1.389.433	-
Total Contrato Llave en Mano	147.370.024	150.099.457	2.729.433	-

OTROS CONCEPTOS				
Concepto	Pagos acumulados al 30.04.2017	Presupuesto original	Pendiente de ejecución	Variaciones presupuestales
Arrendamientos	20.292	242.404	222.111	
Costos monitoreo financiamiento	-	18.000	18.000	
Costos asesores legales BID	163.285	1.573.512	260.309	
Costos asociados al financiamiento	28.878			
Costos estructuración sociedad anónima	294.992			
Costos sociedad anónima	73.673			
Costo de gestión	732.000			
Gastos bancarios	8.663			
Auditoría Contable	11.712			
Contingencias		4.892.885	3.746.840	
Tributos e impuestos	1.146.045			
Subtotal otros costos	2.479.540	6.726.801	4.247.261	-

SERVICIO DE DEUDA				
Concepto	Pagos acumulados al 30.04.2017	Presupuesto original	Pendiente de ejecución	Variaciones presupuestales
Comisión Compromiso		150.002	150.002	
Up front fee	2.161.087	2.164.316	3.229	
Fondeo cuenta reserva	5.100.000	5.294.207	194.207	
Otros costos del financiamiento			-	
Intereses durante la construcción	-	-	-	
Amortizaciones			-	
Subtotal	7.261.087,10	7.608.525,24	347.438,14	0,00

Total	157.110.651	164.434.783	7.324.132	(6.996.212)
--------------	--------------------	--------------------	------------------	--------------------

Como puede observarse, la ejecución financiera del proyecto se desarrolló dentro del presupuesto establecido, presentando algunos desvíos mínimos relativos básicamente a tasas y tributos derivados de conceptos que no recibieron la exoneración tributaria o que se presentaron por el solapamiento de producción en modo prueba durante el período de construcción, que no fueron considerados en el modelo financiero en la etapa de construcción. Asimismo, existieron órdenes de cambio y otros costos adicionales no incluidos en el contrato original. Todos estos conceptos se atendieron perfectamente con el monto destinado a contingencias.

Otro aspecto a destacar son las penalidades aplicadas a la contratista de acuerdo a lo establecido en el contrato de construcción llave en mano, en virtud del atraso en la construcción que provocó la

generación de costos adicionales y desfases en los ingresos previstos en la sociedad, por lo cual el flujo del proyecto ha quedado ampliamente compensado.

6 Ejecución financiera de la Operación y Mantenimiento

Como se indica en el punto 3, desde el 1º. de mayo de 2017 el parque eólico se encuentra en fase de operación y mantenimiento.

Desde dicha fecha coexistieron en el parque actividades de construcción tendientes a completar las tareas pendientes definidas al emitir el certificado de Recepción Provisional del parque y las tareas de la etapa de 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:

		Presupuesto 2025	Acumulado al 30.06.2025	Saldo	% de ejecución
O&M	USD	3.229.152,48	789.738,18	2.439.414,30	24,5%
Limpieza de palas	USD	179.965,55	-	179.965,55	N/A
Administración UTE	USD	150.000,00	75.000,00	75.000,00	50,0%
Arrendamientos	USD	224.645,91	22.015,67	202.630,24	9,8%
Seguro	USD	334.171,23	-	334.171,23	0,0%
Tasa Control URSEA	USD	44.131,98	17.882,58	26.249,39	40,5%
Tasa DNC	USD	58.825,53	22.293,54	36.531,99	37,9%
Monitoreo IIC	USD	48.500,00	11.696,47	36.803,53	24,1%
Costos de la sociedad anónima	USD	365.608,62	46.590,55	319.018,07	12,7%
Total Costos Operativos	USD	4.635.001,30	985.217,00	3.649.784,30	21,3%
Amortización deuda	USD	6.330.270,27	3.062.287,53	3.267.982,75	48,4%
Intereses préstamo	USD	3.559.365,44	1.768.490,76	1.790.874,68	49,7%
Otros costos financiamiento	USD	-	15.000,00	(15.000,00)	N/A
Cuenta reserva deuda	USD	-	-	-	-
Total Servicio de deuda	USD	9.889.635,71	4.845.778,29	5.043.857,44	49,0%
Impuesto a la Renta	USD	-	2.664,78	(2.664,78)	N/A
Impuesto al Patrimonio	USD	-	-	-	-
Total tributos	USD	-	2.664,78	(2.664,78)	N/A
Total	USD	14.524.637,02	5.833.660,07	8.690.976,96	40,2%

Como puede observarse, los rubros han presentado una ejecución alineada a lo presupuestado, considerando que ha transcurrido la mitad del ejercicio.

Los rubros que han tenido mayor variación en el semestre responden a:

- Administración UTE: el pago a UTE por concepto de Contrato de Gestión se realiza en forma semestral en enero y julio de cada año.
- Tasa de control URSEA: corresponde a un tributo que deben pagar las empresas reguladas por URSEA que corresponde porcentaje (2%) sobre los ingresos brutos.

- Tasa Despacho Nacional de Carga: se paga por cada transacción ejecutada a través del Sistema Interconectado Nacional y corresponde a \$ 6,699 \$/MWh. Está directamente relacionado con la energía generada y consumida por el Parque Eólico.
- Monitoreo IIC; se incluyen costos derivados de consultores del Financiado que son de cargo de la Sociedad (Ferrere, DNV, entre otros).

Por su parte, para el caso del rubro de O&M, 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, a la fecha del informe se han realizado ininterrumpidamente, los pagos correspondientes a los servicios efectivamente cumplidos por la contratista.

En relación al rubro de impuestos, la variación se debe pago del anticipo de impuestos mensuales que no quedaron cubiertos con la aplicación de certificado de crédito disponible. Dado que la sociedad generó pérdidas fiscales en ejercicios anteriores y se estima este año continúe en la misma línea, en oportunidad de la liquidación anual de impuestos se solicitará a la DGI la emisión del certificado de crédito correspondiente que se utilizará para cancelar este y otros tributos, por lo cual es un desvío que además de ser poco significativo, es transitorio.

Desde el punto de vista de los ingresos, a los efectos de mejorar la rentabilidad de los fondos disponibles, teniendo en cuenta el escenario de tasas positivas, se han implementado dos líneas de acción: colocaciones a corto plazo dentro del marco de lo que permite el financiado 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:

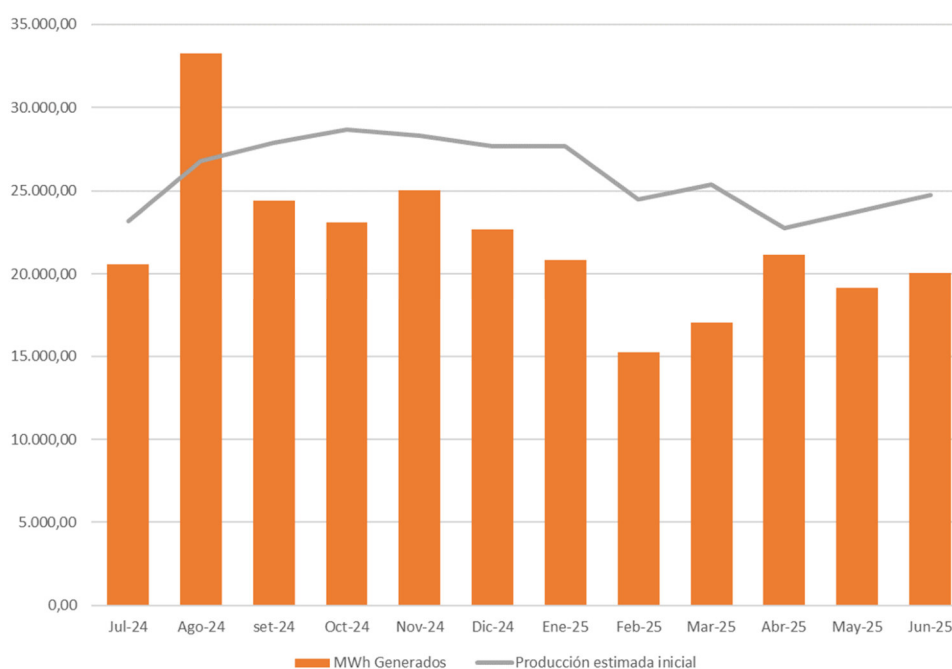
Concepto	Moneda	2025
Ganancias por inversiones temporarias	USD	88.191,43
Remuneración en cuenta	USD	139.555,29
Total	USD	227.746,72

7 [Facturación de energía](#)

Se presenta a continuación un resumen de la facturación de Areaflin SA durante el período julio 2024 – junio 2025 y un gráfico de la misma, en comparación con las proyecciones previas, incluidas en el modelo de negocio, determinadas antes de la instalación del parque.

Mes de producción	MWh real	Subtotal USD	IVA USD	Total USD
Jul-24	20.564,79	1.604.259,42	352.937,07	1.957.196,50
Ago-24	33.275,49	2.595.821,05	571.080,63	3.166.901,68
set-24	24.404,58	1.903.800,90	418.836,20	2.322.637,09
Oct-24	23.094,61	1.801.610,14	396.354,23	2.197.964,37
Nov-24	25.029,28	1.952.533,98	429.557,47	2.382.091,45
Dic-24	22.662,27	1.767.883,99	388.934,48	2.156.818,47
Ene-25	20.868,22	1.640.867,98	360.990,96	2.001.858,94
Feb-25	15.261,94	1.200.045,95	264.010,11	1.464.056,06
Mar-25	17.002,11	1.336.876,15	294.112,75	1.630.988,90
Abr-25	21.183,33	1.665.645,47	366.442,00	2.032.087,48
May-25	19.147,92	1.505.600,71	331.232,16	1.836.832,87
Jun-25	20.062,29	1.577.497,86	347.049,53	1.924.547,39
TOTAL	262.556,82	20.552.443,61	4.521.537,59	25.073.981,20

Comparación producción estimada y producción real Valentines

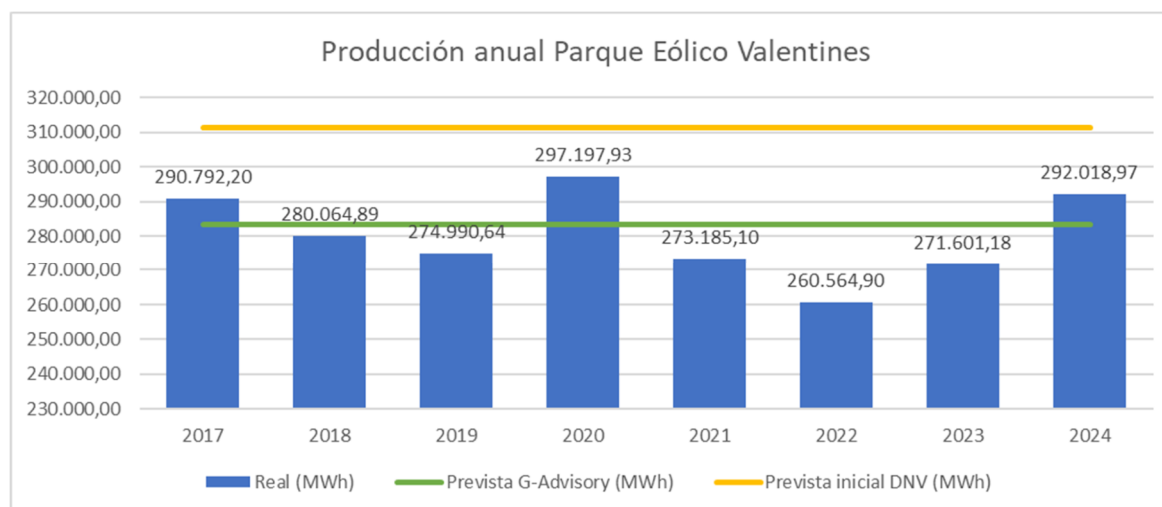


La performance de facturación del parque eólico en el período enero – junio 2025, se presentó en el entorno de 22,60% por debajo de las proyecciones iniciales para un P50 mientras se encuentra por encima del P90 proyectado. Considerando un período anual de julio 2024 a junio 2025, la producción real se ubicó 15,70% por debajo de dichas proyecciones iniciales.

A continuación, se presenta un resumen de la producción anual, desde inicio de operación del parque:

Valentines	MWh/año	% desviación/inicio	% desviac./nueva estim.
Estimado pre-construcción DNV GH año 2014	311.447		
Estimación ajustada G-Advisory julio 2020	283.263	-9,05%	
Producción 2017	290.792	-6,63%	2,66%
Producción 2018	280.065	-10,08%	-1,13%
Producción 2019	274.991	-11,71%	-2,92%
Producción 2020	297.198	-4,58%	4,92%
Producción 2021	273.185	-12,29%	-3,56%
Producción 2022	260.565	-16,34%	-8,01%
Producción 2023	271.601	-12,79%	-4,12%
Producción 2024	292.019	-6,24%	3,09%
Promedio (2017-2024)	280.052	-10,08%	-1,13%

Esta información en forma gráfica, se visualiza a continuación:



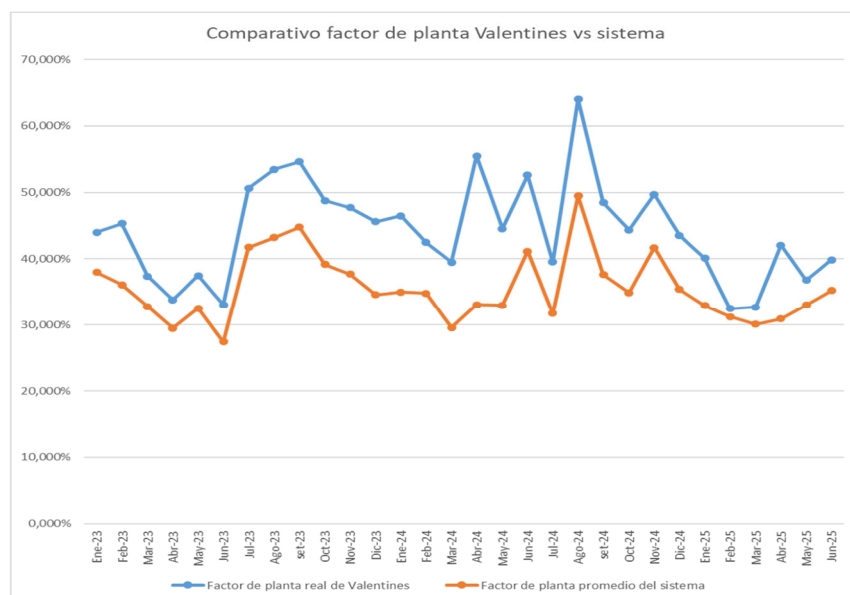
En el año móvil julio 2024 – junio 2025 la producción real del parque se ha ubicado 7,31% por debajo de esta nueva estimación de 283.263 MWh/año, realizada por la consultora G-Advisory, contratada por la Sociedad a efectos de analizar los desvíos de la producción y efectuar una nueva proyección de generación, según informe de fecha 23 de julio de 2020.

A continuación se presenta un cuadro resumen de la producción del parque del año móvil julio – junio y su comparación con 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	311.447		
Estimación ajustada G-Advisory julio 2020	283.263	-9,05%	
Julio 2017 - junio 2018	288.150	-7,48%	1,73%
Julio 2018 - junio 2019	279.027	-10,41%	-1,50%
Julio 2019 - junio 2020	286.385	-8,05%	1,10%
Julio 2020 - junio 2021	289.937	-6,91%	2,36%
Julio 2021 - junio 2022	256.704	-17,58%	-9,38%
Julio 2022 - junio 2023	262.203	-15,81%	-7,43%
Julio 2023 - junio 2024	297.767	-4,39%	5,12%
Julio 2024 - junio 2025	262.557	-15,70%	-7,31%
Promedio (2017-2024) año móvil	280.025	-10,09%	-1,14%

Con la recepción del informe de la consultora G.Advisory se realizó el ajuste correspondiente a las estimaciones iniciales de producción incluidas en el modelo financiero. En este sentido, se presenta el Anexo 1 con el flujo de fondos actualizado y una descripción de las hipótesis utilizadas incluyendo los fundamentos en base a los cuales se ajustaron las proyecciones respecto a las iniciales.

Adicionalmente, complementando las líneas de acción desplegadas, el equipo gestor del proyecto ha realizado un análisis comparativo de la performance del parque eólico Valentines respecto al resto de los parques eólicos operativos en Uruguay. El resultado de dicho análisis se presenta en la siguiente gráfica:



Como puede apreciarse el desempeño del parque eólico Valentines 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.

8 Asambleas y distribución de fondos a los accionistas

El 29 de abril de 2025, conforme a lo establecido en la ley No. 16060 (Ley de sociedades comerciales), se realizó la Asamblea General Ordinaria de Accionistas mediante la cual se aprobaron los Estados Financieros, la Memoria Anual, la gestión del directorio y de los órganos de control de la sociedad, se designaron las autoridades e integrantes de los órganos de control, la firma auditora y la calificadora de riesgo para el año siguiente y se resolvió la distribución de utilidades según los resultados contables obtenidos al 31 de diciembre de 2023. Asimismo, se ratificó la distribución anticipada de resultados aprobada por el Directorio de la Sociedad a fines del año 2024 por USD 2.187.554,23.

En la mencionada Asamblea se resolvió la designación de nuevas autoridades para la sociedad y el directorio quedó integrado de la siguiente forma:

- Dr. Tabaré De Mello – Presidente
- Cr. Marcos Bazzi – Vicepresidente
- Cr. Gonzalo Pérez – Director (designado por los accionistas titulares de acciones preferidas clase B)
- Cr. Wilson Lozano – Director Suplente
- Ing. Luis Garcia – Director Suplente

La conformación de la Comisión Fiscal y Comité de Auditoría y Vigilancia permaneció sin modificaciones, siendo sus miembros titulares los Cr. Gabriel Ferreira, Dr. Daniel German y Cr. Fabian Figueroa; suplentes: Cres. Luis Correa y Natalia Fernández.

La firma de auditoría externa contratada es Deloitte y la calificadora de riesgo Care Calificadora de Riesgo.

El monto de dividendos aprobado para distribuir, corresponde a la suma de USD 6.000.000.

Cabe mencionar que el resultado contable de la sociedad contiene efectos expositivos derivados de las normas de contabilidad aplicadas (amortización de los activos, impuesto diferido, etc) que no representan la disponibilidad de fondos de la sociedad, por lo cual el monto a distribuir, está limitado a las disponibilidades de la Sociedad inferiores a los resultados contables.

Con fecha 16 de junio de 2025 se efectivizó la distribución de utilidades antes mencionada, por un total de USD 6.000.000, que representó 17,07% sobre el capital integrado promedio de la Sociedad en el ejercicio.

Hasta la fecha se han realizado las siguientes distribuciones a los accionistas de la sociedad que hasta la fecha han estado alineadas con las proyectadas previo a la instalación del parque:

VALENTINES Distribuciones				
Fecha	Moneda	Rescate de capital	Resultados	Total
04/06/2018	USD		5.403.299,87	5.403.299,87
06/06/2019	USD		1.314.355,15	1.314.355,15
18/12/2019	USD	5.000.000,00		5.000.000,00
30/06/2020	USD		1.005.344,15	1.005.344,15
18/12/2020	USD	5.000.000,00		5.000.000,00
21/07/2021	USD		1.131.692,62	1.131.692,62
16/12/2021	USD	5.000.000,00		5.000.000,00
09/06/2022	USD		3.318.041,86	3.318.041,86
22/12/2022	USD	3.500.001,00		3.500.001,00
14/07/2023	USD		6.800.000,00	6.800.000,00
16/07/2024	USD		6.500.000,00	6.500.000,00
20/12/2024	USD		2.187.554,23	2.187.554,23 (*)
16/06/2025	USD		6.000.000,00	6.000.000,00
Total	USD	18.500.001,00	33.660.287,88	52.160.288,88

(*) Distribución anticipada de resultados

A continuación se incluye la estimación comparativa de la tasa interna de retorno (TIR) para los accionistas, considerando las proyecciones realizadas en etapa de proyecto versus la resultante de los flujos históricos ejecutados hasta el 31.12.2024 y los flujos proyectados desde 2025 hasta el final de la vida útil prevista para el parque eólico Valentines, considerando la generación estimada por G-Advisory según informe de fecha 23 de julio de 2020 y actualizaciones de acuerdo a la información disponible a la fecha.

		TIR estimada	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Valentines	Previsto	9,69%	-15.314,72	-36.079,69	2.242,04	5.053,15	4.021,60	4.263,80	4.579,18	4.824,73	5.134,48	5.426,76	5.658,57
	Real	11,74%	-10.430,45	-41.905,24	0,00	5.403,30	6.314,36	6.005,34	6.131,69	6.818,04	6.800,00	8.687,55	6.000,00

Las estimaciones antes expuestas aplican para un accionista que mantiene su participación accionaria durante toda la vida del parque eólico y adquirió sus acciones a valor par.

9 [Incidente en aerogenerador](#)

El 4 de febrero de 2025 se produjo un incendio en el aerogenerador 10 del parque eólico Valentines.

Según comunicó SGRE, personal de la contratista se estaba dirigiendo a realizar trabajos en el mencionado aerogenerador, cuando visualizaron humo en el equipo y luego una explosión. Es importante destacar que no había personal en la máquina y no hay ninguna persona accidentada.

SGRE activó todos los protocolos de seguridad, se delimitó la zona de afectación y los vecinos fueron avisados por parte del personal de UTE en el parque.

Se efectuó la denuncia ante los seguros que tiene vigentes la Sociedad y en la seccional policial correspondiente. Asimismo, se remitió nota a DINACEA (organismo de regulación y control ambiental del Uruguay) con la información disponible.

A marzo 2025 la contratista ha realizado diferentes monitoreos a efectos de analizar los riesgos de seguridad y definir el procedimiento para bajar los componentes dañados. Posteriormente se efectuarán los estudios técnicos orientados a determinar las causas del evento. Paralelamente la contratista está analizando alternativas para efectuar la sustitución y/o reparación de los componentes que correspondan.

El plazo estimado por la contratista para volver a poner el equipo en funcionamiento es del entorno de 12 a 14 meses.

10 [Ajuste de precio PPA](#)

De acuerdo a lo establecido en el contrato de compraventa de energía firmado con la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), a inicio de cada año, corresponde calcular el precio de la energía que registrará para el correspondiente ejercicio, aplicando la paramétrica de ajuste definida en dicho acuerdo.

La paramétrica aplicable es la siguiente:

$$p_t = p_{ad} \times \left(0.40 + 0.48 \times \frac{PPI_t}{PPI_0} + 0.12 \times \frac{IPPN_t}{IPPN_0} \times \frac{TC_0}{TC_t} \right)$$

Donde:

p_t: Es el precio de la ENERGÍA CONTRATADA correspondiente al año *t*, expresado en dólares estadounidenses por megavatios-hora (USD/MWh), con dos cifras decimales.

P₀: Es el precio de la energía eléctrica adjudicado establecido en este contrato, expresado en dólares estadounidenses por megavatios-hora (USD/MWh).

PPI: Es el Índice de Precios al Productor de EEUU, categoría bienes finales (serie WPUSOP3000) elaborado por la oficina de estadísticas laborales del Departamento del Trabajo del gobierno de EEUU y publicado en la web (<http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>). La serie WPUSOP3000 se discontinuó y ahora la vigente es la siguiente: WPUFD49207.

PPI₀: Es igual a 179.9 (ciento setenta y nueve con nueve decimos) y corresponde al valor de agosto de 2010.

PPI_t: Es el valor del índice del mes de agosto del año (t-1) no sujeto a revisión.

IPPN: Es el Índice de Precios al Productor de Productos Nacionales, elaborado por el Instituto Nacional de Estadística del Uruguay en convenio con el Banco Central del Uruguay y publicado en la web

(http://www.ine.gub.uy/banco%20de%20datos/ippn/IPPN%20Gral%20var%20emp%20M_B10.xls).

IPPN₀: es igual a 111.26 (ciento once con veintiséis centésimos) y corresponde al valor de diciembre 2010.

IPPN_t: es el valor del índice del mes de diciembre del año (t-1).

TC: Es la cotización dólar estadounidenses interbancario billete compra promedio mensual publicada, por el Banco Central del Uruguay en la web

(<http://www.bcu.gub.uy/Estadisticas-e-Indicadores/Paginas/Promedio-Mensual-de-Arbitrajes.aspx>).

TC₀: es igual a 19.986 (diecinueve con novecientos ochenta y seis milésimos) y corresponde al valor de diciembre 2010.

TC_t: es el valor de la cotización del mes de diciembre del año (t-1).

En base a ello, el precio para 2025 es 78,76 USD/MWh.

La evolución de los últimos ejercicios se presenta a continuación:

Indicadores de referencia			Ajustes a Enero 2023			Ajustes a Enero 2024			Ajustes a Enero 2025		
PPI ₀	179,9	(base ago/2010)	PPI ₀₁₂₀₂₃	253,74	(ago/2022)	PPI ₀₁₂₀₂₄	258,97	(ago/2023)	PPI ₀₁₂₀₂₅	259,70	(ago/2024)
IPPN ₀	111,26	(base dic/2010)	IPPN ₀₁₂₀₂₃	274,74	(dic/2022)	IPPN ₀₁₂₀₂₄	268,57	(dic/2023)	IPPN ₀₁₂₀₂₅	300,98	(dic/2024)
TC ₀	19,986	(base dic/2010)	TC ₀₁₂₀₂₃	39,090	(dic/2022)	TC ₀₁₂₀₂₄	39,303	(dic/2023)	TC ₀₁₂₀₂₅	44,009	(dic/2024)

Variables del p _t 2014		Precio 2023	Precio 2024	Precio 2025
P _{ad}	63,50			
pt		78,01	78,63	78,76

11 Anexo 1 – Flujo de Fondos Actualizado

FLUJO LIBRE DE CASH PROYECTADO (anual) (Actualización histórica diciembre 2024)																				
	Inicio	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2022	01/01/2023	01/01/2024	01/01/2025	01/01/2026	01/01/2027	01/01/2028	01/01/2029	01/01/2030	01/01/2031	01/01/2032	01/01/2033	01/01/2034	01/01/2035	01/01/2036		
	Fin	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2026	31/12/2027	31/12/2028	31/12/2029	31/12/2030	31/12/2031	31/12/2032	31/12/2033	31/12/2034	31/12/2035	31/12/2036		
Ingresos																				
Ingresos (p50)		20.355	18.365	18.793	21.359	23.334	21.655	22.260	22.621	22.917	23.261	23.614	23.975	24.345	24.722	25.108	25.502	25.904		
Total Ingresos		20.355	18.365	18.793	21.359	23.334	21.655	22.260	22.621	22.917	23.261	23.614	23.975	24.345	24.722	25.108	25.502	25.904		
Costos Operativos																				
Operación y Mantenimiento		(2.252)	(2.327)	(2.893)	(3.094)	(3.141)	(3.295)	(3.224)	(3.899)	(3.778)	(4.050)	(3.943)	(4.228)	(4.630)	(4.939)	(4.833)	(5.156)	(5.046)		
Costos Administrativos		(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)		
Arrendamientos		(180)	(194)	(219)	(246)	(245)	(227)	(233)	(237)	(243)	(248)	(253)	(259)	(264)	(270)	(276)	(282)	(288)		
Seguros		(195)	(232)	(266)	(289)	(329)	(304)	(312)	(318)	(325)	(332)	(340)	(347)	(355)	(362)	(370)	(376)	(386)		
Otros Costos		(785)	(1.071)	(307)	(372)	(624)	(513)	(517)	(518)	(519)	(521)	(523)	(525)	(528)	(530)	(532)	(486)	(16.198)		
Total Costos		(3.562)	(3.964)	(3.834)	(4.150)	(4.689)	(4.489)	(4.435)	(5.123)	(5.015)	(5.302)	(5.209)	(5.509)	(5.926)	(6.251)	(6.162)	(6.452)	(22.068)		
EBITDA		16.793	14.401	14.959	17.209	18.645	17.165	17.825	17.498	17.902	17.959	18.404	18.466	18.418	18.471	18.946	19.050	3.836		
Variación Capital de Trabajo		(1.239)	855	(63)	(2.327)	4.217	1.437	(120)	12	(74)	(17)	(62)	(19)	(43)	(19)	(89)	(23)	3.695		
IPAE		(7)	(4)	(5)	(5)	(564)	(289)	(230)	(421)	(460)	(532)	(1.422)	(1.478)	(1.551)	(1.754)	(1.863)	-	-		
IP		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(55)	(158)	(270)	(382)	(495)		
Caja disponible para Servicios de Deuda		15.546	15.282	14.891	14.877	22.857	18.038	17.416	17.221	17.408	17.482	17.790	17.026	16.841	16.744	16.833	16.782	7.036		
Servicio de Deuda		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Amortización		4.656	5.255	5.478	5.410	5.513	6.330	6.561	6.563	6.098	5.782	6.300	5.685	5.110	6.961	6.961	-	-		
Intereses		5.030	4.447	4.250	4.592	4.348	3.411	3.051	2.902	2.490	2.121	1.760	1.588	1.240	859	367	0	-		
Cuenta reserva servicio deuda		(182)	(578)	(196)	436	132	27	176	224	606	(109)	(2)	854	(712)	244	3.724	0	-		
Flujo Libre de Caja		5.677	4.972	4.967	5.311	13.128	8.324	7.979	7.980	9.426	9.469	9.727	10.606	9.780	9.168	13.229	16.782	7.036		

CONSIDERACIONES GENERALES

- a) A los efectos de proceder con la distribución de dividendos a los accionistas de Areaflin S.A, se deberán observar las disposiciones de la Ley de Sociedades Comerciales en la materia;
- b) Debe notarse especialmente que ni Areaflin S.A. 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 Areaflin SA.
- 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 acompañada 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

HIPÓTESIS ECONÓMICAS UTILIZADAS

INGRESOS

Ingresos por venta de energía: Se incluye la producción real desde inicio de la operación hasta el 31.12.2024. A posteriori se proyecta la generación según estimación de G-Advisory de julio 2020: 283.263 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 actual de energía 2025: USD 78,76 /MWh.

COSTOS

O&M: Areaflin SA firmó un contrato de Garantía, Operación y Mantenimiento por 15 años, 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 los contratos de arrendamiento firmado con los propietarios de 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. En el modelo financiero se considera el costo real incurrido y 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 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.

Costos SA: Incluye costos de Directorio, Comisión Fiscal, Comité de Auditoría y Vigilancia, servicios jurídicos y contables contratados, Auditoría Externa y otros gastos administrativos (gastos bancarios, timbres, certificados, aportes BPS, firma digital, proventos AIN, costos de Asambleas) se proyecta un costo total de USD 110 mil anuales y en el flujo final se incluye un monto para costos de desmantelamiento o reconversión de la central generadora equivalente al 10% de la inversión inicial.

Monitoreo BID: Costos de asesores técnicos, legales y de seguros, así como monitoreos medioambientales requeridos por el financiador. Monto anual aproximado USD 200.000 para los primeros 5 años, posteriormente USD 50 mil (culmina monitoreo de aves y murciélagos).

Costos del mercado de valores: Incluye los costos de Calificadora de Riesgo, administración del mercado minorista y Bolsa de Valores de Montevideo, en sus roles de Agente de Pagos, Entidad registrante y Entidad representante de los accionistas. Este concepto incluye un monto destinado a contingencias. Se prevé un total de USD 260 mil por año.

Nota: los ingresos y costos comunicados no incluyen I.V.A.