



UTE

La energía que nos une



Areaflin SA

Parque Eólico Valentines



Informe al 30 de junio de 2020

Proyectos Eólicos – UTE

El presente documento es de uso privado y confidencial, cuya información reviste el carácter de privilegiada, por lo que en mérito a la normativa vigente no puede ser divulgada con anterioridad a su disposición por los canales formales de comunicación.

Contenido

1	Resumen ejecutivo	3
2	Operación y Mantenimiento del parque	5
3	Gestión medioambiental y social	6
4	Ejecución financiera del Proyecto	6
5	Ejecución financiera de la Operación y Mantenimiento	8
6	Facturación de energía	9
7	Distribución de fondos a los accionistas.....	11
8	Hechos posteriores al 30.06.2020.....	11
9	Registro fotográfico	13
10	Anexo 1 – Flujo de Fondos Actualizado a julio 2020	14

PARQUE EOLICO VALENTINES

1 [Resumen ejecutivo](#)

El presente documento contiene información actualizada al 30 de junio de 2020, en relación al parque eólico Valentines.

El 30 de abril de 2020 se completó el tercer año de operación del parque. De acuerdo a lo establecido en el Contrato de Garantía, Operación y Mantenimiento, se realizó el cálculo de la disponibilidad de los aerogeneradores en dicho período, resultando que la contratista alcanzó el mínimo garantizado contractualmente de 97%.

En relación a la ejecución financiera de los flujos operativos, corresponde señalar que 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 27 de mayo de 2020, el 30 de junio de 2020, se realizó la tercer distribución de utilidades de la sociedad por un monto total de USD 1.005.344,15 que representó para cada inversor un monto de USD 1,92 por cada USD 100 invertidos.

Conforme a los lineamientos definidos, a los efectos de analizar los desvíos de la producción real registrada desde inicio de operación del parque hasta la fecha, respecto a las estimaciones en P50 realizadas previo a la instalación del parque, el directorio de Areaflin SA contrató a la consultora internacional G-Advisory que elaboró un informe con fecha 23 de julio de 2020 el cual fue puesto a disposición del mercado a través de la Bolsa de Valores de Montevideo.

El informe de G-Advisory concluye que un 9% de la diferencia de producción respecto a la estimación inicial se explica porque la velocidad de viento estimada por la consultora DNV Garrad Hassan fue significativamente superior a la real y un 0,35% por las indisponibilidades registradas en el parque, las cuales son compensadas por el contratista a través de penalidad contractual aplicada. Asimismo, incluyen una nueva estimación de producción de largo plazo que para P50 es de 283.263 MWh/año (9,05% inferior a la proyección inicial de DNV utilizada en los modelos financieros en etapa de proyecto).

En base a la nueva estimación energética en P50, se actualizó el flujo financiero del parque, que se expone en el Anexo 1.

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 (Precio 2017: USD 65,67 por MWh, 2018: USD 67,05 por MWh, 2019: USD 68,19 por MWh y 2020: USD 68,53 por MWh). Desde dicha fecha comienzan a computarse los 20 años del contrato de compra venta de energía, firmado entre UTE y Areaflin SA.

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, manteniéndose un pendiente relativo a temas electrostáticos para cuya solución Gamesa ha implementado diferentes soluciones que aún no cuentan con conformidad por parte de la Contratante y para cuyo objeto se posee una garantía bancaria por USD 1.000.000.

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. 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 15.314.715,40 – garantía bancaria, vencimiento actual 15.12.2020 (prorrogable hasta la Recepción Definitiva).
- Garantía Eventos Electroestáticos - USD 1:000.000 – garantía bancaria, vencimiento actual 15.12.2020 (prorrogable hasta la solución del tema).

- Garantía pendientes de obra (incluye modelo ATP) – Esta garantía fue liberada ya que la contratista cumplió con los pendientes de obra incluyendo la entrega del modelo de simulación en formato ATP a satisfacción del área Trasmisión de UTE.

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 puentes 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 1º 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. En marzo de 2020 la contratista facturó los honorarios por el período desde inicio del contrato de Garantía, Operación y Mantenimiento hasta dicho mes inclusive. Estas facturas fueron rechazadas por la contratante en el marco de diversas comunicaciones cursadas expresando los incumplimientos de Gamesa. la sociedad ha realizado la registración contable del monto devengado según el cumplimiento contractual.

Por otra parte, el parque cumplió su tercer año de operación el 1º de mayo de 2020, instancia en la cual, de acuerdo a contrato, se calculó la disponibilidad del parque, la cual estuvo por encima del 97% garantizado por el contratista para ese período.

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 Medioambiente (Dinama), un informe de cumplimiento anual que a la fecha no ha ameritado observaciones.

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 Medioambiente (Dinama) y de los financiadores del parque (BID Invest). Este monitoreo debe realizarse por un período inicial de 3 años para medir el impacto del parque en la fauna del lugar.

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.

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, la cual se encuentra a estudio de la Dirección Nacional de Medioambiente.

4 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)		22.889.000		
Aerogeneradores (Presupuesto N° 1 y 8)		114.687.000		
Obra eléctrica y comunicaciones (Presupuesto N° 3, 4 y 5)	144.810.942	15.571.154	1.340.000	
Órdenes de cambio, IVA y otros		321.513		321.513
Penalidades 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.

5 Ejecución financiera de la Operación y Mantenimiento

Como se indicara 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 01.01.2020 – 30.06.2020 y su comparación con los gastos previstos en el modelo financiero:

		Presupuesto 2020	Acumulado al 30.06.2020	Pendiente
O&M obra civil y eléctrica	USD	2.523.444,60	-	2.523.444,60
Limpieza de palas	USD	-	-	-
Administración UTE	USD	150.000,00	75.000,00	75.000,00
Arrendamientos	USD	180.803,75	153.568,82	27.234,93
Seguro	USD	225.581,60	-	225.581,60
Tasa Control URSEA	USD	39.191,81	19.017,69	20.174,12
Tasa DNC	USD	48.972,34	18.132,20	30.840,15
Monitoreo IIC	USD	196.000,00	53.518,68	142.481,32
Costos de la sociedad anónima	USD	369.208,43	143.610,66	225.597,77
Total Costos Operativos	USD	3.733.202,53	462.848,05	3.270.354,48
Amortización deuda	USD	4.655.911,21	2.327.955,61	2.327.955,60
Intereses préstamo	USD	5.281.797,42	2.733.223,12	2.548.574,30
Otros costos financiamiento	USD	-	-	-
Cuenta reserva deuda	USD	-	-	-
Total Servicio de deuda	USD	9.937.708,63	5.061.178,73	4.876.529,90
Impuesto a la Renta	USD	-	6.501,53	(6.501,53)
Impuesto al Patrimonio	USD	-	-	-
Total tributos	USD	-	6.501,53	(6.501,53)
Total	USD	13.670.911,16	5.530.528,31	8.140.382,85

Si bien la información anterior no presenta costos de Operación y mantenimiento del parque, porque como se informó en punto 3 aún no se acordó la facturación con la contratista, teniendo en cuenta el devengamiento del servicio, contablemente se ha registrado una previsión por este concepto por USD 3.265.722,90 correspondiente al período mayo 2017 - junio 2020.

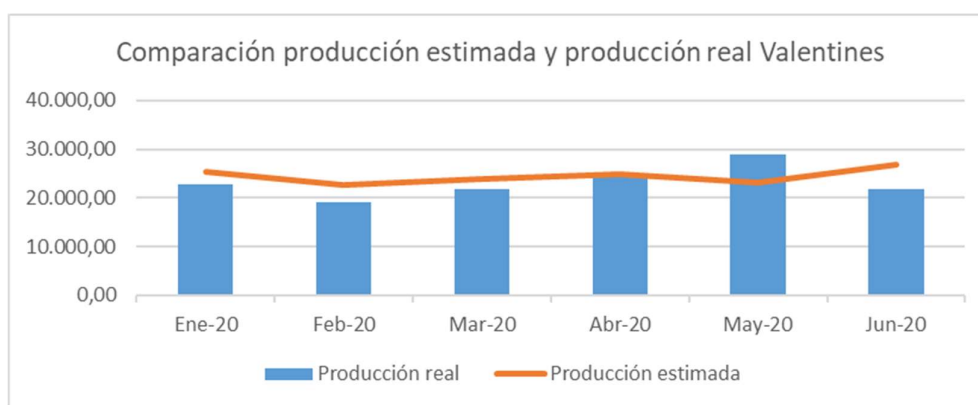
Es importante indicar que por criterios contables definidos por la auditoría de los Estados Financieros de la sociedad se ha imputado a resultados el monto de operación y mantenimiento de los Aerogeneradores, por los dos primeros años de operación del parque, que se pagó a Gamesa con la inversión inicial del parque.

Como puede apreciarse la ejecución financiera del parque está totalmente alineada con el presupuesto elaborado para el año 2020.

6 Facturación de energía

Se presenta a continuación un resumen de la facturación de Areafin SA durante el período enero – junio 2020 y un gráfico de la misma, en comparación con las proyecciones previas, incluidas en el modelo de negocio, determinadas en forma previa a la instalación del parque.

FACTURACIÓN REAL VALENTINES Enero-Junio 2020				
Mes de producción	MWh	Subtotal USD	IVA USD	Total USD
Ene-20	22.711,83	1.556.441,70	342.417,17	1.898.858,87
Feb-20	19.075,09	1.307.216,05	287.587,53	1.594.803,59
Mar-20	21.680,77	1.485.783,31	326.872,33	1.812.655,63
Abr-20	24.912,90	1.707.280,90	375.601,80	2.082.882,70
May-20	28.829,04	1.975.654,39	434.643,96	2.410.298,35
Jun-20	21.716,00	1.488.197,58	327.403,47	1.815.601,05
Total	138.925,64	9.520.573,92	2.094.526,26	11.615.100,19



La performance de facturación del parque eólico en el período enero – junio 2020, se presentó en el entorno de 4,9% por debajo de las proyecciones iniciales para un P50¹ mientras se encuentra por encima del P90² proyectado.

A los efectos de analizar los desvíos que se vienen registrando desde el inicio de la operación del parque en la producción real respecto a la estimación efectuada en P50 en etapa de proyecto, se desarrollaron dos líneas de acción. Por un lado se contrató a la Facultad de Ingeniería que efectuó un análisis de la velocidad de viento registrada en el parque en dicho período comparándola con la considerada para el cálculo de producción previo a la instalación del parque y por otro lado se contrató a una consultora internacional independiente de reconocida trayectoria en energías renovables para analizar el desvío e identificar los factores que lo explicarían, así como efectuar una nueva estimación energética de largo plazo si correspondiere.

¹ Valor de generación anual de energía con probabilidad del 50% de ser superado.

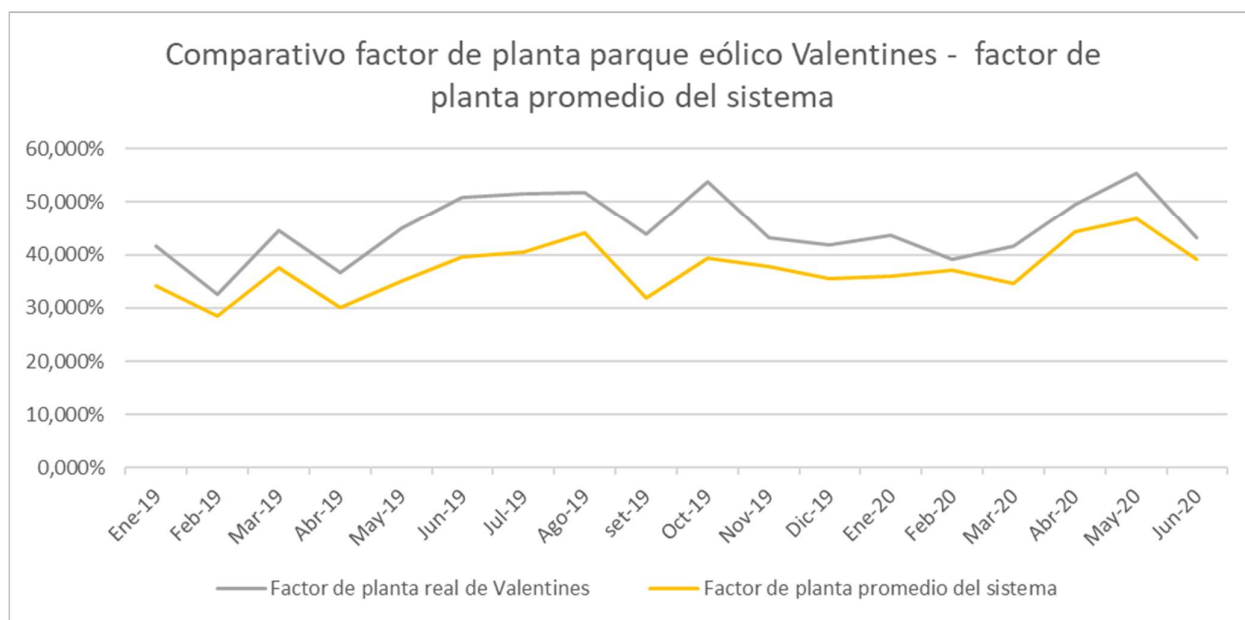
² Valor de generación anual de energía con probabilidad del 90% de ser superado.

Como resultado de estos abordajes, se obtuvo un informe de la Facultad de Ingeniería que concluye que el período de operación ha tenido un recurso eólico similar al estimado para largo plazo en el informe técnico de la consultora independiente que efectuó la estimación en etapa de proyecto (DNV Garrad Hassan); y un informe de la consultora G-Advisory que concluye que la diferencia de producción entre la estimada en P50 y la real se explica principalmente por la velocidad del viento estimada por la consultora DNV Garrad Hassan, que efectuó el cálculo previo a la instalación del parque, que fue significativamente superior a la real, lo que explica un 9% de desvío de producción energética, asimismo señala que en un porcentaje muy marginal la indisponibilidad presentada por el parque influyó en un 0,35% en la disminución de dicha producción. G-Advisory además, efectuó una nueva estimación de producción energética de largo plazo que en P50 es de 283.263 MWh/año (9% inferior a la estimación de DNV Garrad Hassan de etapa de proyecto que era 311.447 MWh/año)

Por lo antes expuesto, se entiende que, con la información disponible a la fecha del presente informe, corresponde realizar un ajuste 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.

Es pertinente tener presente que los flujos de fondos proyectados reflejan la mejor estimación que puede efectuarse de cara al futuro, con la información disponible a la fecha, pero en ningún caso garantizan su verificación en la realidad. La inversión realizada por los accionistas corresponde a una inversión en renta variable por lo cual los resultados dependerán de la performance del parque, evolución de variables macroeconómicas y aplicación de normativa contable y fiscal que no necesariamente responden a la gestión de la sociedad.

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.

7 [Distribución de fondos a los accionistas](#)

El 27 de mayo de 2020, 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 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 2019. Con fecha 30 de junio de 2020 se efectivizó la distribución de utilidades antes mencionada por un total de USD 1.005.344,15. Asimismo, en la mencionada Asamblea se resolvió la designación de nuevas autoridades para la sociedad y el directorio quedó integrado de la siguiente forma:

- Ing. Silvia Emaldi – Presidenta
- Dr. José Alem – Vicepresidente
- Cr. Gonzalo Pérez – Director (designado por los accionistas titulares de acciones preferidas clase B)
- Ing. Jorge Cabrera – Director Suplente
- Ing. Héctor González Bruno – Director Suplente

La conformación de la Comisión Fiscal y Comité de Auditoría y Vigilancia permaneció sin modificaciones, siendo sus miembros titulares los Cres. Gabriel Ferreira, Jorge Daghero y Fabian Figueroa.

El monto de dividendos aprobados corresponde al importe máximo distribuible del resultado del ejercicio 2019 luego de considerar la resolución del rescate de capital del 30 de setiembre de 2019, la constitución de reserva legal y la posición de la AIN. Cabe mencionar que dicho importe 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. Para poder liberar fondos atrapados por los motivos mencionados, se está implementando conforme al plan de negocio previsto, poner a consideración de la Asamblea Extraordinaria de Accionistas efectuar un nuevo rescate de capital.

8 [Hechos posteriores al 30.06.2020](#)

Producción energética

Teniendo en cuenta el período transcurrido a posteriori del 30.06.2020 hasta la fecha del informe, se presenta a continuación un resumen de la facturación presentada por el parque eólico en los meses de julio y agosto 2020 (*):

Mes de producción	MWh	Subtotal USD	IVA USD	Total USD
Jul-20	30.863,71	2.115.089,91	465.319,78	2.580.409,69
Ago-20	25.002,96	1.713.453,05	376.959,67	2.090.412,73
Total	55.866,67	3.828.542,96	842.279,45	4.670.822,42

‘(*) En el mes de agosto 2020 faltan incluir las restricciones operativas que ADME informa a principios de octubre 2020 junto a la producción de setiembre 2020.

En estos dos meses la producción facturada según cuadro anterior, ha estado en el entorno de la estimación prevista en el modelo original, acumulando en los 8 meses de 2020, un desvío del entorno de 4% respecto a las proyecciones en P50 calculadas por DNV Garrad Hassan previo a la instalación del parque.

Nueva estimación energética y rentabilidad

Considerando la nueva estimación energética realizada por la consultora G-Advisory, de fecha 23 de julio de 2020, que implica una reducción de 9% en la producción esperada anual en P50 respecto a la calculada por DNV Garrad Hassan en etapa de proyecto, se ha actualizado el flujo financiero del proyecto.

Es pertinente indicar que previo a contar con esta información técnica relevante, los flujos continuaban manteniéndose en línea con las proyecciones iniciales ya que si bien la producción registrada estaba por debajo de la estimación inicial, no se contaba con un informe técnico que respaldara un ajuste en los ingresos proyectados para el parque. Hasta ese momento lo único que variaba, pero con un impacto marginal, eran las proyecciones de variables macroeconómicas lo que no afectaba el flujo previsto.

En base a los flujos actualizados, si se considera una inversión a la par, que se mantiene por toda la vida útil del parque, teniendo en cuenta los flujos efectivamente ejecutados hasta diciembre de 2019 y las proyecciones que incluyen la nueva producción energética en P50, se calcula un impacto de reducción del entorno de 2% en la rentabilidad esperada respecto a las proyecciones en etapa de proyecto. No obstante ello, mediante el mecanismo de rescate de capital, que estaba previsto en términos teóricos pero no incorporado al modelo financiero, por corresponder a una herramienta que requiere aprobaciones legales que a priori no se podían tomar como efectivas, la rentabilidad vuelve a alinearse a las proyecciones previstas.

Conforme a lo indicado por la Calificadora de Riesgo en su informe a abril 2020, el análisis de rentabilidad mediante la metodología del Costo Promedio de Capital (WACC) concluye que el proyecto sería atractivo. Si bien el análisis de conveniencia responde a parámetros subjetivos que cada inversor evalúa según sus expectativas y oportunidades, la tasa de rentabilidad del parque en dólares estadounidenses continúa siendo adecuada al riesgo del negocio y atractivo en relación a otras alternativas de inversión del mercado.

9 [Registro fotográfico](#)



10 Anexo 1 – Flujo de Fondos Actualizado a julio 2020

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos											
Ingresos por venta de energía	2.048,92	19.096,32	18.667,89	19.316,48	19.415,16	19.415,16	19.573,06	19.867,42	20.160,03	20.457,45	20.752,41
Total Ingresos	2.048,92	19.096,32	18.667,89	19.316,48	19.415,16	19.415,16	19.573,06	19.867,42	20.160,03	20.457,45	20.752,41
Costos											
O&M	0,00	-386,84	-1.967,20	-1.849,27	-2.523,44	-2.509,25	-2.568,93	-2.628,24	-2.688,53	-2.748,33	-2.748,33
Costos administrativos	0,00	-150,00	-162,50	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00
Arrendamientos	0,00	-200,97	-179,88	-176,58	-180,80	-185,10	-189,38	-193,72	-198,03	-202,43	-202,43
Seguros	0,00	-377,32	-196,35	-220,32	-225,58	-230,95	-236,28	-241,70	-247,07	-252,57	-252,57
Otros	-11,88	-380,43	-403,94	-667,42	-652,56	-504,07	-506,06	-507,86	-509,87	-511,64	-511,64
Total costos	-11,88	-1.495,56	-2.909,87	-3.206,87	-3.732,39	-3.719,22	-3.732,39	-3.732,39	-3.732,39	-3.732,39	-3.732,39
EBITDA	2.037,04	17.600,77	15.758,02	16.109,61	15.682,78	15.695,94	15.840,77	16.135,03	16.427,64	16.725,06	17.020,04
Variación capital de trabajo	205,97	443,00	-265,85	-16,32	23,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Impuesto a la renta	0,00	-451,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Impuesto al Patrimonio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Flujo operativo dp de CT e Impuestos	2.243,01	17.592,67	15.492,17	16.093,30	15.706,41	15.840,77	16.135,03	16.427,64	16.725,06	17.020,04	17.312,44
Inversión - Financiamiento	3.020,71	9.871,52	2.855,82								
Servicio de deuda											
Amortización	0,00	4.655,91	4.655,91	4.655,91	4.655,91	4.655,91	4.655,91	4.655,91	4.655,91	4.655,91	4.655,91
Intereses	0,00	3.276,06	5.994,10	5.856,67	5.856,67	5.281,80	5.117,65	4.957,92	4.680,65	4.421,10	4.140,41
Servicio de deuda total	0,00	7.931,97	10.650,01	10.512,58	9.937,71	9.937,71	10.372,56	10.435,59	10.090,43	9.933,73	10.470,68
Cuenta reserva para financiamiento	0,00	0,00	0,00	-86,34	312,96	-206,71	-0,21	197,28	54,58	-336,44	9,05
Flujo de caja disponible	3.020,71	12.114,53	12.816,53	4.756,82	5.893,68	5.581,98	5.478,38	5.936,58	6.262,11	6.350,57	5.563,92
Ingresos											
Ingresos por venta de energía	21.053,93	21.362,15	21.677,23	21.999,32	22.328,57	22.665,14	23.009,20	23.360,91	23.720,44	24.087,97	24.463,68
Total Ingresos	21.053,93	21.362,15	21.677,23	21.999,32	22.328,57	22.665,14	23.009,20	23.360,91	23.720,44	24.087,97	24.463,68
Costos											
O&M	-2.809,45	-3.235,92	-3.307,89	-3.381,45	-3.456,66	-3.533,53	-4.062,81	-4.153,16	-4.245,53	-4.339,95	-4.436,47
Costos administrativos	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00
Arrendamientos	-206,94	-211,54	-216,24	-221,05	-225,97	-230,99	-236,13	-241,38	-246,75	-252,24	-257,85
Seguros	-258,19	-263,93	-269,80	-275,80	-281,93	-288,20	-294,61	-301,16	-307,86	-314,71	-321,71
Otros	-513,45	-515,90	-517,19	-519,13	-521,11	-523,13	-525,19	-527,31	-529,47	-531,66	-533,87
Total costos	-3.938,02	-4.536,74	-4.661,12	-4.714,69	-4.635,66	-4.900,63	-5.266,74	-5.555,66	-5.479,61	-5.733,42	-6.033,53
EBITDA	17.115,90	16.825,41	17.216,11	17.284,63	17.692,91	17.764,51	17.740,46	17.805,26	18.240,84	18.354,55	18.426,15
Variación capital de trabajo	-44,57	37,55	-45,90	8,23	-47,96	8,60	-12,56	9,82	-51,52	6,43	1,513,64
Impuesto a la renta	-499,32	-493,78	-591,98	-600,01	-763,57	-2.019,43	-2.197,71	-2.410,71	-2.727,65	-2.921,82	0,00
Impuesto al Patrimonio	0,00	0,00	0,00	-88,62	-186,49	-284,08	-390,08	-475,47	-570,29	-664,75	-758,56
Flujo operativo dp de CT e Impuestos	16.572,02	16.369,17	16.578,23	16.544,23	16.694,89	15.469,59	15.150,10	14.928,90	14.691,38	14.774,41	3.859,23
Inversión - Financiamiento											
Servicio de deuda											
Amortización	6.741,66	7.100,08	7.286,75	7.423,54	8.143,47	8.485,96	8.691,65	9.667,66	9.667,66	0,00	0,00
Intereses	3.817,72	3.779,16	3.980,04	2.958,08	2.517,22	2.330,69	1.770,84	1.157,36	485,46	0,00	0,00
Servicio de deuda total	10.559,38	10.879,24	10.866,79	10.381,62	10.660,70	10.816,65	10.462,49	10.825,04	10.153,14	0,00	0,00
Cuenta reserva para financiamiento	-188,86	99,98	156,75	-180,09	-149,33	191,87	-174,03	328,14	5.162,31	0,00	0,00
Flujo de caja disponible	5.823,78	5.589,91	6.068,19	5.982,52	5.884,86	4.844,81	4.513,59	4.432,00	9.890,55	14.774,41	3.859,23

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
 - aplicación de la NIC 12 en relación al Impuesto diferido

HIPÓTESIS ECONÓMICAS UTILIZADAS

INGRESOS

Ingresos por venta de energía: Se incluye la producción real desde inicio de la operación hasta el 31.12.2019. 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 2020: USD 68,53 /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. 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 2019 ha sido del entorno de USD 220.000 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.

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.