

RENTA VARIABLE - ESPAÑA

Sector: Utilities - Electric Utilities

Fecha del informe: 24 sep 2019

Hora distribución: 13:00

Inicio de cobertura

Precio de Cierre: EUR 1,70 (23 sep 2019)

Audax Renovables es un Grupo energético independiente cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica y gas (96% s/ingresos y 53% s/EBITDA 6m19), focalizada en el segmento PYME (51% de los TWh comercializados) y presencia internacional (dentro de la UE; 26% s/ingresos). Cuenta con una capacidad de 126,4MW de energía eólica en España (64%), Polonia (27%) y Francia (9%).

David López Sánchez – david.lopez@lighthouse-iaef.com

+34 915 904 226

Market Data

Market Cap (Mn EUR y USD)	749,8	824,3
EV (Mn EUR y USD) ⁽¹⁾	982,8	1.080,4
Número de Acciones (Mn)	440,3	
-12m (Max/Med/Mín EUR)	2,78 / 1,92 / 1,20	
Vol. Medio Día (-12m Mn EUR)	1,32	
Rotación ⁽²⁾	45,02	
Thomson Reuters / Bloomberg	ADXR.MC / ADX SM	
Cierre año fiscal	31-Dic	

Estructura Accionarial (%)

José Elías Navarro	90,7
Free Float	9,3

Datos Financieros

Básicos (EUR Mn)	2018	2019e	2020e	2021e
Nº Acc. ajustado (Mn)	440,3	440,3	440,3	440,3
Total Ingresos	986,9	1.086,6	1.139,3	1.175,7
EBITDA Rec.	44,8	59,7	69,9	74,3
% Var.	20,7	33,2	17,0	6,3
% EBITDA Rec./Ing.	4,5	5,5	6,1	6,3
% Var EBITDA sector ⁽³⁾	-5,3	12,9	9,8	3,9
Beneficio neto	9,0	13,6	23,1	26,8
BPA (EUR)	0,02	0,03	0,05	0,06
% Var.	8,7	51,6	69,7	15,7
BPA ord. (EUR)	0,03	0,06	0,08	0,08
% Var.	-39,6	125,1	35,9	10,8
Free Cash Flow Rec. ⁽⁴⁾	52,2	18,6	33,9	40,0
Pay-out (%)	0,0	0,0	0,0	0,0
DPA (EUR)	0,00	0,00	0,00	0,00
Deuda financiera neta	333,6	224,5	190,7	150,7
DN / EBITDA Rec.(x)	7,4	3,8	2,7	2,0
ROE (%)	9,3	10,7	15,8	15,7
ROCE (%) ⁽⁵⁾	6,5	10,5	14,4	15,8

Ratios y Múltiplos (x)

PER	83,3	55,0	32,4	28,0
PER Ordinario	68,1	30,2	22,3	20,1
P/BV	6,2	5,6	4,8	4,1
Dividend Yield (%)	0,0	0,0	0,0	0,0
EV/Ventas	1,00	0,90	0,86	0,84
EV/EBITDA Rec.	21,9	16,5	14,1	13,2
FCF Yield (%) ⁽⁴⁾	7,0	2,5	4,5	5,3

(* Salvo que se indique expresamente, todos los datos de este informe tienen como fuente: La Compañía, Thomson Reuters y Lighthouse

(1) Para detalle del cálculo ver anexo 3.

(2) Volumen total intermediado en el valor (Mn EUR) -12m vs Mkt Cap. Representa el % de la capitalización que ha sido negociado -12m.

(3) EBITDA (consenso) para el sector de referencia del valor (Eurostoxx 600 Utilities).

(4) Calculado sobre FCF recurrente. Ver Anexo 2.

(5) Calculado con Tasa fiscal teórica. Ver Anexo 2.

(6) vs Eurostoxx 600 Utilities.

Nudo Gordiano

GIRO RADICAL DEL NEGOCIO Y POSICIONAMIENTO EN LA INDUSTRIA DE COMERCIALIZACIÓN, mediante el que la compañía deja en un segundo plano el negocio de generación (muy intensivo en capital). Resaltamos tres factores fruto de la integración del negocio de comercialización: (i) "salto" significativo en volumen, con unos ingresos de EUR 987Mn en 2018, (ii) en una industria de márgenes reducidos (Mg. EBITDA negocio comercialización 2018: 2,1%; 43,9% del EBITDA) y (iii) el inicio del proceso de desinversión de sus activos de generación (iniciado en 2019 con la venta de 58,6MW y que presumiblemente continuará durante 2020e).

POWER PURCHASE AGREEMENT (PPA): LA MEJOR OPCIÓN DE INCREMENTAR LA RENTABILIDAD... que parte de unos márgenes reducidos. La estrategia de ADX se centra en adquirir parte de la energía comercializada a través de contratos PPA, que le permitirán beneficiarse de las ventajas de una integración vertical en la industria energética, siendo previsible una progresiva mejora del margen del negocio de comercialización (4,9% 2021e vs 2,1% en 2018) con la entrada del abastecimiento a través de PPA (20% s/electricidad suministrada en 2021e vs 0% en 2018).

... **"TODAVÍA" POR DEBAJO DEL SECTOR:** Contemplamos un escenario de EBITDA 2021e de EUR 74,3Mn (18,3% TACC 2018-2021e), con un "salto" significativo del margen EBITDA consolidado hasta el 6,3% (vs 4,5% de 2018). Este escenario implica una generación de FCF Rec. 2021e de EUR 40Mn y un FCF yield del 5,3% (vs 2,5% en 2019e), aún inferior al 6,5% ofrecido por el sector. La generación de caja permitirá una reducción drástica de la DN/EBITDA hasta 2,0x (vs DN/EBITDA 2018: 7,4x).

EL RETO ES MEJORAR EL ABASTECIMIENTO A TRAVÉS DE PPA: La hipersensibilidad del modelo de negocio de ADX a la velocidad a la que se produce el cambio de mix en sus aprovisionamientos es muy elevada: un abastecimiento PPA del 30% (vs 20% de nuestro escenario) implicaría un incremento del FCF Yield 2021e hasta niveles del 7,9% (muy superior a la industria). Por el contrario, un abastecimiento de tan sólo el 10% del suministro implicaría un FCF Yield del 3,4% con un endeudamiento que se mantendría elevado (DN EBITDA 2021e > 3x). Materializar los contratos PPA "en tiempo y forma" es el "Nudo Gordiano" del giro estratégico de ADX.

Comportamiento relativo -5y (base 100)



Comportamiento en bolsa (%)	-1m	-3m	-12m	YTD	-3Y	-5Y
Absoluta	12,4	-15,1	-13,6	32,5	278,4	251,1
vs Ibex 35	6,9	-13,9	-8,8	24,5	267,2	317,1
vs Ibex Small Cap Index	10,0	-13,3	0,4	25,0	176,8	181,9
vs Eurostoxx 50	6,0	-16,8	-16,1	12,5	224,4	218,3
vs Índice del sector ⁽⁶⁾	7,3	-18,9	-29,7	8,4	183,4	171,3

Informe emitido por IFAF Servicios de Análisis, S.L.U. Lighthouse es un proyecto de IFAF Servicios de Análisis, S.L.U.

Este informe se ha realizado en base a información pública. El informe incluye un análisis financiero de la compañía cubierta. El informe no propone ninguna recomendación personalizada de inversión. Los inversores tan solo deben considerar el contenido de este informe como un elemento más en su proceso de decisión en materia de inversión. En las dos últimas páginas de este informe se incluye información legal muy importante sobre su contenido.

Investment Summary

Giro estratégico: hacia una “utility” ligera de estructura

Audax Renovables (ADX) ha dado un giro radical a su estrategia de negocio. El cambio se inició en 2016, con la entrada de la comercializadora Audax Energía en el capital de la cotizada Fersa Energías Renovables (ahora Audax Energías Renovables). Dicho proceso, culminó en diciembre de 2018 con la fusión del negocio de generación (cotizado), con el negocio de comercialización, pasando a cotizar todo el perímetro del Grupo: con el “foco” en la industria de comercialización y dejando en segundo plano el negocio de generación (donde ADX ha iniciado un proceso de desinversión con la venta de 58,6MW en agosto 2019 y que presumiblemente continuará durante 2020e).

Durante los últimos años ADX ha sufrido una importante transformación que plantea a su vez dos preguntas esenciales ¿Qué es ADX hoy? ¿Qué debe esperarse de ADX para su futuro más próximo (2019-2021)?

A) 2016-2018: Un cambio de modelo de negocio, desde la generación de energía hacia la comercialización

2016-2018: Un cambio de perímetro que reconvierte a ADX en una comercializadora...

La compañía ha experimentado un importante giro estratégico durante los últimos tres años, pasando de un negocio cuya única actividad era la generación de energía eólica (muy intensiva en capital), a un negocio que mantiene activos de generación (126,4MW a fecha de este informe) pero en el que su “Core Business” pivota sobre la comercialización de energía bajo una estructura de activos mucho más ligera. La integración del negocio de comercialización ha implicado:

- 1) Un salto de escala significativo...** alcanzando un volumen de ingresos de EUR 986,9Mn en 2018, de los que el 96,4% correspondieron al negocio de comercialización.
- 2) ...pero en una industria con márgenes “bajo presión”,** consecuencia de un mercado muy competitivo, con bajas barreras de entrada y una actividad basada en un producto commodity. En términos de rentabilidad, los márgenes del negocio de comercialización son radicalmente inferiores a los obtenidos por el negocio de generación (Mg. EBITDA 2018 comercialización: 2,1% vs 70,5% de generación), con un impacto evidente en el mix del EBITDA 2018: 56,1% generación vs 43,9% comerc. El EBITDA consolidado del grupo se situó en EUR 44,8Mn en 2018 (Mg. EBITDA 4,5%).
- 3) Y con un endeudamiento elevado (DN 2018: EUR 334Mn; 7,4x s/EBITDA)** principalmente como resultado de la estrategia de crecimiento inorgánico y expansión internacional (23,6% s/ingresos) del negocio de comercialización (con 7 adquisiciones en los últimos 4 años), y que sitúa la deuda bruta total en EUR 461,3Mn en 2018, de los que EUR 116,3Mn correspondieron a la deuda Project Finance del negocio de los activos de generación.

...negocio que en 2018 aportó el 96,4% de los ingresos y el 43,9% del EBITDA

Con un endeudamiento elevado en 2018: 7,4x DN/EBITDA

B) 2019-2021e: Tras el “giro” del negocio queda pendiente su ejecución

El cambio de modelo de negocio puede considerarse terminado, por lo que la pregunta es sólo una: ¿Y ahora qué? Contestar a esta pregunta exige una revisión de los principales drivers que consideramos impulsarán el negocio durante los próximos años:

Ingresos y EBITDA, 6,0% y 18,3% (TACC 2018-2021e) con posibilidad de mejorar el margen en 1,8p.p.

- 1) Cambio de mix en sus aprovisionamientos,** sustituyendo el aprovisionamiento de energía eléctrica a precio forward (pool) por la firma de contratos bilaterales (PPAs), que le permitirán beneficiarse de las ventajas de una integración vertical en el negocio energético sin pasar por el “peaje” de las necesidades de capital del negocio de generación. El autoabastecimiento a través de contratos PPA, con precios c. 15-25% inferiores al precio pool, permitirá a ADX beneficiarse de la reducción del coste de las instalaciones fotovoltaicas, capturando una ventaja en margen por cada MWh comercializado (sin necesidad de incurrir en CAPEX).
- 2) Con un plan de desinversión de sus activos de generación,** ya iniciado en julio de 2019 con la desinversión del parque eólico de Tarragona (57,6MW) y la planta solar de Castellón (1MW). La desinversión total de sus activos de generación produciría un impacto directo en la deuda, con la cancelación total de la deuda Project Finance, 25% s/Deuda Bruta total.

Con un cambio en el mix EBITDA: Comercialización 76% del EBITDA 2021e (vs 44% en 2018)

Y una drástica reducción del endeudamiento (DN/EBITDA 2021e: 2,0x)

3) Reducción del apalancamiento de la compañía gracias a un incremento del FCF impulsado por el “rebote” en márgenes (FCF Rec. acumulado 2019-2021e: EUR 92,4Mn) y la desinversión de los activos de generación, que situarán la DN/EBITDA 2019e en 3,8x, reduciéndose hasta 2021e (2,0x).

En nuestra opinión estos tres drivers conducirán el negocio durante los próximos años y cristalizarán en un crecimiento orgánico de ingresos (+6,0% TACC 2018-2021e) y del EBITDA (18,3% TACC 2018-2021e), empujado por una mejora de márgenes de 1,8p.p. hasta alcanzar un margen EBITDA del 6,3% en 2021e (vs 4,5% en 2018).

Resultado operativo (EBITDA): Principales magnitudes consolidadas

EUR Mn	2017	2018	2019e	2020e	2021e	18-21e TACC
Total ingresos	675,6	986,9	1.086,6	1.139,3	1.175,7	6,0%
Coste de electricidad PPA	-	-	(45,4)	(107,7)	(122,2)	n.a.
Coste de gas y electricidad	(594,2)	(883,2)	(918,6)	(896,9)	(912,7)	1,1%
Margen Bruto	81,4	103,7	122,5	134,7	140,8	10,7%
Costes de explotación	(44,3)	(58,9)	(62,8)	(64,8)	(66,5)	4,2%
EBITDA recurrente	37,1	44,8	59,7	69,9	74,3	18,3%
Margen Bruto (s/Ingresos)	12,1%	10,5%	11,3%	11,8%	12,0%	
EBITDA rec. / Ingresos	5,5%	4,5%	5,5%	6,1%	6,3%	
Energía suministrada (TWh)	7,9	10,1	11,1	11,8	12,2	
Aprov. Gas y Electricidad Pool (%)	100,0%	100,0%	94,2%	86,9%	85,7%	
Aprov. Electricidad PPA (%)	0,0%	0,0%	5,8%	13,1%	14,3%	

C) Conclusión: Una mejora de márgenes es teóricamente posible (y nuestro escenario central) pero depende, en magnitud y plazo, del autoabastecimiento con PPAs

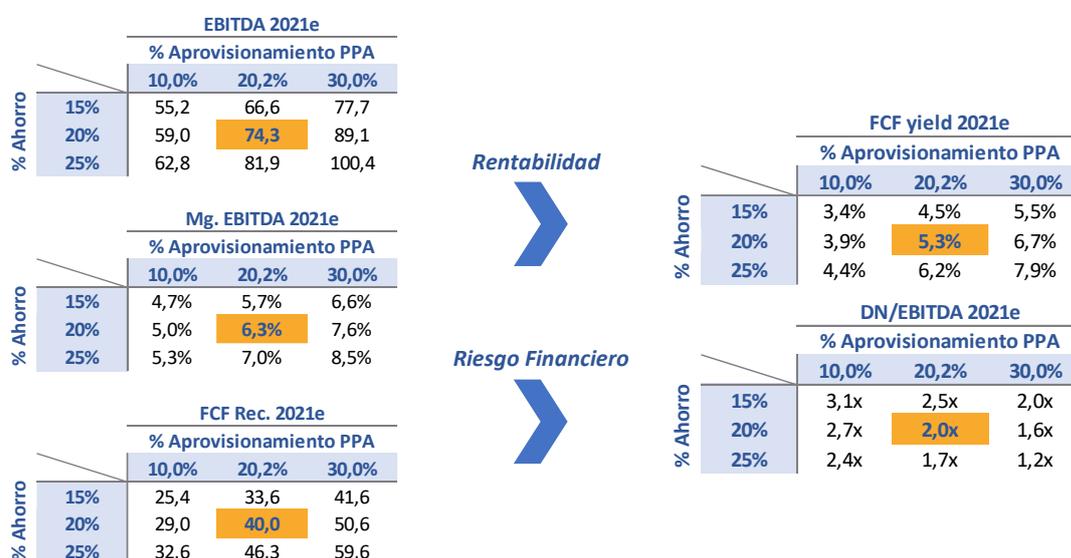
El autoabastecimiento de energía a través de PPAs juega un papel clave en este proceso...

El “giro” hacia un negocio de comercialización “ligero de activos” puede considerarse hecho. Ahora bien, ¿y su ejecución? Quizá lo más interesante sea mirar más allá de 2021e, donde los efectos del autoabastecimiento a través de PPAs ya deberían haber cristalizado. Contemplamos un escenario base que considera la ejecución parcial de la estrategia de ADX, con la adquisición de un 20% de los 8,6TWh de energía eléctrica que estimamos que suministrará en 2021e a través de contratos PPA (vs 2/3 esperado por ADX en 2022), con ahorros medios frente al precio forward de c. 20% (vs 30% esperado por ADX), que debiera llevar el potencial actual de ADX a niveles de EUR 74,3Mn (EBITDA), con un “salto” significativo del margen EBITDA consolidado hasta el 6,3% en 2021e (vs 4,5% de 2018). Este escenario implica una generación de FCF Rec. en 2021e de EUR 40,0Mn (FCF yield del 5,3%, pero aun inferior al 6,5% ofrecido por el EuroStoxx 600 Utilities a día de hoy).

...y llevará a los márgenes del Grupo a niveles aceptables (Mg EBITDA 2021e: 6,3%)

¿Cuál sería el “best case” para ADX? Una ejecución más agresiva de la contemplada en nuestro escenario central implicará un potencial elevado. Un incremento del volumen de energía adquirida a través de PPA hasta alcanzar un 30% de la energía eléctrica suministrada (+50% s/ nuestro escenario base), empujará al EBITDA hasta los EUR 100Mn en 2021e, con potencial de generar un FCF de EUR 59,6Mn (FCF yield del 7,9%: por encima de la industria).

EBITDA, Mg. EBITDA y FCF Rec. 2021e ante cambios en el volumen de PPA y el ahorro alcanzado



Por el contrario, si el autoabastecimiento de energía eléctrica a través de PPA sólo alcanza el 10% de la energía suministrada en 2021e, el EBITDA 2021e se mantendría plano respecto al estimado para 2019e (-20,6% s/nuestro escenario central). Lo que pone de manifiesto la hipersensibilidad del modelo de negocio de ADX a la velocidad a la que se produce el cambio de mix en sus aprovisionamientos.

Todo pivota sobre la velocidad de firma de nuevos contratos PPA y su efecto en el ratio de autoabastecimiento

Un cambio lógico sobre el papel...; pero pendiente de ejecución. La expansión del margen del negocio de comercialización (de volumen elevado), incrementando el autoabastecimiento de energía a través de contratos PPAs con precios inferiores a los establecidos por el pool, es coherente para una comercializadora de pequeño tamaño como ADX, que no requiere de cantidades elevadas de energía para conseguir un impacto significativo en su cuenta de resultados (1,7TWh según nuestras estimaciones para 2021e vs 3,6TWh ya firmados). Un movimiento lógico. Pero hiperdependiente de la puesta en marcha en “tiempo y forma” del autoabastecimiento a través de PPA. ¿Cuáles son las principales incógnitas?

- El aprovisionamiento a través de PPAs es aún una estrategia novedosa: El incremento de la competencia en la firma de contratos PPAs “de calidad” implicará necesariamente una reducción de la elevada ventaja en el margen obtenida en la actualidad.
- La dependencia de un número reducido de “proveedores de energía”: Dado que el aprovisionamiento con PPAs será la principal palanca de generación de EBITDA en el medio plazo, un retraso en la puesta en marcha por parte del promotor/proveedor de las instalaciones fotovoltaicas tendría un impacto directo (y significativo) en nuestras proyecciones.

Los resultados del 1S19 muestran que los dos grandes retos de ADX podrían ser factibles. La DN 1S19 vs EBITDA 2019e ya muestra un fuerte recorte (5,3x vs 7,4x en 2018). Y el margen consolidado mejora hasta 6,3% vs 3,7% en 1S18 y nuestra estimación de 5,5% para el conjunto del año (recogiendo el efecto de la desinversión realizada en el negocio de generación, de mayor margen, realizada en agosto de 2019; y sin impacto en los resultados 1S19).

Descripción del negocio

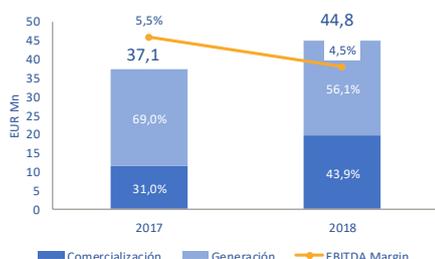
Audax Renovables: De facto, un negocio de comercialización

Gráfico 1. % ingresos por división



Nota: Incluye el efecto perímetro de la adquisición de UniEléctrica en abril 2018 (EUR 233Mn; 24% s/ingresos 2018).

Gráfico 2. % EBITDA por división



Nota: EBITDA 2018 excluye un ingreso extraordinario de EUR 8,6Mn correspondiente principalmente a la reversión de un deterioro del negocio de generación en Polonia.

Gráfico 3. Energía generada (GWh)

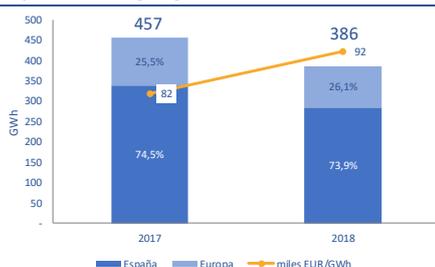
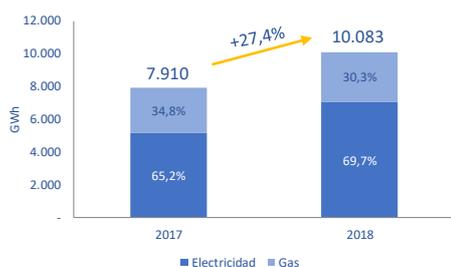


Gráfico 4. Energía Suministrada (GWh)



Nota: Incluye el efecto perímetro de la adquisición de UniEléctrica en abril 2018.

Audax Renovables (ADX) es una comercializadora independiente de energía eléctrica y gas, que con una capitalización de c. EUR 750Mn, en 2018 generó unos ingresos de EUR 986.9Mn (EBITDA: EUR 44,8Mn; +20,7% vs 2017) a través de (i) la generación de 386GWh de energía eólica (Gráfico 3) y (ii) la comercialización de 10.083GWh de energía eléctrica y gas (Gráfico 4).

Presente en dos fases de la cadena de valor energética

Desde un punto de vista de actividad, ADX está presente en dos fases de la cadena de valor energética a través de dos negocios complementarios, que aportan un perfil distinto de crecimiento/riesgo: (i) generación de energía eléctrica a través de fuentes 100% renovables y (ii) comercialización de energía eléctrica y gas:

1) Generación de energía (3,6% s/Ingresos y 56,1% del EBITDA). Con la adquisición de Fersa Renovables en 2016, ADX adquiere un portfolio de activos de 185MW, de los que mantiene 126,4MW (tras la desinversión de 58,6MW en agosto 2019) de energía eólica en España (64%), Polonia (27%) y Francia (9%). Aunque la capacidad de generación de energía eléctrica de ADX es reducida comparada con la energía suministrada (386GWh generados en 2018; 5,5% del total de la electricidad suministrada), la división de generación aportó una porción significativa del EBITDA (Gráfico 2). Destacamos tres aspectos:

- **Ingresos recurrentes y regulados (con elevado margen):** La entrada en el negocio de generación permite a ADX obtener unos ingresos recurrentes con un Mg EBITDA elevado (c. 70%), que compensa los bajos márgenes del negocio de comercialización. El portfolio actual cuenta con una vida útil regulatoria media de 9 años, que, salvo cambio regulatorio, garantiza una generación de caja recurrente.
- **Necesidades de inversión elevadas:** El desarrollo de instalaciones de energía renovable requiere de inversiones elevadas. Sin embargo, la recurrencia de sus ingresos permite estructuras de financiación apalancadas (> 60-70%).
- **Objetivo estratégico:** Aunque ADX ha iniciado un proceso de desinversión de sus activos de generación de energía eólica, dentro de su estrategia a medio plazo se encuentra el desarrollo de instalaciones fotovoltaicas para nutrirse de su propia energía y reducir sus costes de aprovisionamiento (a través de la firma de PPAs¹ y la posterior rotación de los activos desarrollados para financiar nuevos proyectos).

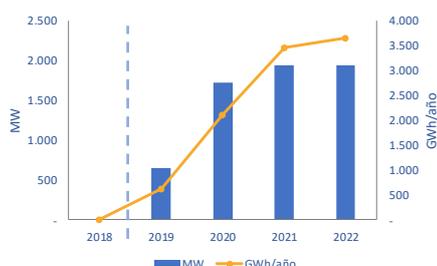
2) Comercialización de electricidad y gas (96,4% s/Ingresos y 43,9% del EBITDA). El negocio central de ADX que explica el grueso de sus ingresos, pero con un margen EBITDA muy reducido (aprox. 2% en 2018). ADX ocupa la 9ª posición en el ranking de comercializadoras del mercado eléctrico español (cuota del 5% en el segmento PYME). Destacamos cuatro aspectos:

- **Mercado muy competitivo:** La actividad del negocio de comercialización aporta un mayor volumen, pero se sitúa en un mercado muy competitivo, con bajas barreras de entrada y una actividad basada en un producto commodity. Todo ello resulta en una competencia agresiva en precios y presión en los márgenes (Mg EBITDA 2018 de c. 2%).
- **Crecimiento (orgánico e inorgánico):** Desde 2014, ADX ha multiplicado por 7x el número de clientes hasta alcanzar 306k y por 4x el volumen de energía suministrada (con una actividad M&A significativa: 6 adquisiciones en 4 años).
- **Bajas necesidades de inversión.** A diferencia del negocio de generación, la actividad del negocio de comercialización no requiere de inversiones en CAPEX significativas. Pero sí en circulante (con una financiación de EUR 42,1Mn a través de confirmings a cierre de 2018).

¹ Durante todo el informe, el término PPA hace referencia a acuerdos de compra-venta de energía a largo plazo.

- **Objetivo estratégico:** Reducir el coste de aprovisionamiento de energía a través de la firma de PPAs de tecnología fotovoltaica con un coste significativamente inferior al mercado por el precio del pool (c. 15-25% inferior). La adquisición de energía a través de PPAs permitirá a ADX crecer y mejorar su margen sin pasar por el “peaje” de las elevadas necesidades de inversión del negocio de generación.

Gráfico 5. Contratos de adquisición de energía a través de PPA firmados (MW y GWh/año)



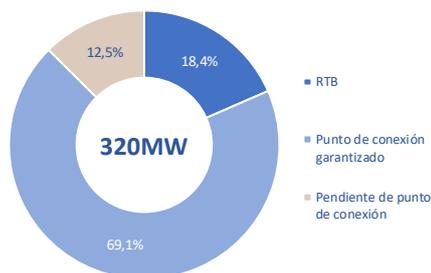
Power Purchase Agreements (PPAs): Una palanca de crecimiento (no exenta de riesgos)

La estrategia de ADX se centra en la expansión de su negocio de comercialización a través del incremento de energía adquirida a través de fuentes de energía renovable (con el precio más bajo del mix energético). Para ello, ADX cuenta con una estrategia doble:

- 1) **Adquirir energía a través de contratos a largo plazo (PPAs):** que permitirá aprovechar los beneficios de una integración vertical en la cadena de valor energética (generación y comercialización) sin necesidad de pasar por el “peaje” de las elevadas necesidades de inversión del negocio de generación. Un proceso no exento de riesgos: a través de la firma de los PPAs, ADX pasa a asumir el riesgo de ejecución y contraparte de las instalaciones que le proporcionarán energía, por lo que cualquier retraso en el desarrollo de éstas tendrá un impacto directo e inmediato en la cuenta de resultados y el flujo de caja proyectado de la compañía.

Actualmente, cuenta con una cartera de PPA firmados de 1.938MW que ADX espera que genere 3,6 TWh de la energía suministrada a través de la división de comercialización en 2022 con una duración media de 20 años (Gráfico 5).

Gráfico 6. Desglose de la cartera fotovoltaica



- 2) **El desarrollo y construcción de plantas fotovoltaicas** para nutrirse de su propia energía a través de la firma de PPAs con los activos desarrollados y su posterior rotación para financiar nuevos proyectos.

Actualmente se encuentra desarrollando 66MW eólicos en Panamá (participación del 30%), que se encontrarán operativos a partir de 2021. Además, ADX cuenta con una cartera > 320MW fotovoltaicos (60MW listos para construir y 221MW con conexión garantizada).

El desarrollo de los MW en cartera implicaría un incremento significativo de las necesidades de inversión durante los próximos ejercicios (con un coste estimado de c. de EUR 0,7Mn/MW instalado), por lo que consideramos que se trata de una estrategia a más largo plazo y aún no ha sido incluida en nuestras estimaciones.

Gráfico 7. Salto en tamaño

EUR Mn	2014	2018	14-18 (TACC)
Clientes ('000)	49,0	306,0	58,1%
Energía suministrada (TWh)	3,0	10,0	35,1%
MW instalados	-	186,0	n.a.
EBITDA ⁽¹⁾	18,0	44,8	25,6%
Mg EBITDA	5,3%	4,5%	

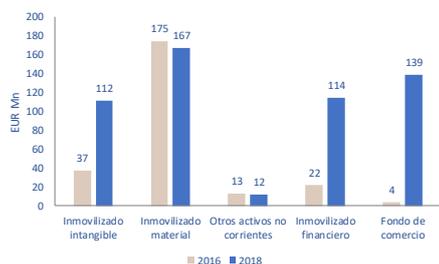
Nota 1: EBITDA 2018 incluye un importe de EUR 25,1Mn correspondiente al negocio de generación (adquirido en 2016). Excluyendo el negocio de generación, el EBITDA 2018 se hubiese situado en EUR 19,7Mn (Mg EBITDA: 2,1%).

2013-2018: Un salto de escala empujado por el M&A

El grupo Audax comienza su actividad en el año 2009 como una comercializadora independiente de energía eléctrica en España. Durante el período 2013-2018, Audax expande su negocio de forma internacional, principalmente a través de crecimiento inorgánico (con 7 adquisiciones durante los últimos 4 años).



Gráfico 8. Mix de activos



En 2016, Audax Energía adquiere el 70,8% de la cotizada española Fersa Renovables (actualmente Audax Renovables), por un importe de EUR 70Mn (6x EV/EBITDA), con la que integra 185MW de generación de energía eólica y 1MW de energía fotovoltaica en su negocio tradicional de comercialización.

En abril de 2018 se produce la integración del negocio de UniElectrica (con una participación del 80%), que aporta unos ingresos de c. EUR 233Mn (37% vs ingresos 2017) y permite a ADX crecer en volumen e incrementar su cuota de mercado en España.

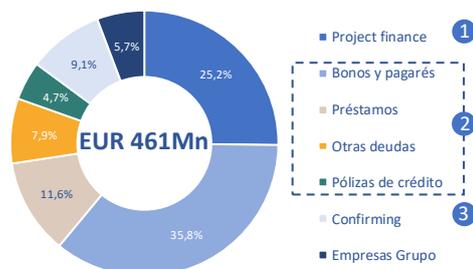
Posteriormente, en noviembre de 2018 se aprobó en JGAA la fusión inversa de Audax Energía (sociedad adquirida) y Audax Renovables (antigua Fersa Renovables), pasando a cotizar todo el perímetro del Grupo Audax. La ecuación de canje planteada para la fusión inversa (300Mn de acciones nuevas de Audax Renovables por 1,8Mn de acciones de Audax Energía valoró a ambas compañías en EUR 163Mn y EUR 351Mn, respectivamente, quedándose Audax Renovables S.A. como nueva dominante del Grupo.

El proceso de crecimiento inorgánico y la posterior reestructuración societaria han permitido:

- 1) Un salto en tamaño:** Incremento del EBITDA (2018 vs 2014) de EUR 26,8Mn (+25,6% TACC 2014-2018), explicado principalmente por el crecimiento inorgánico (adquisición de 7 compañías en 4 años). También de la deuda: sucesivas emisiones de bonos y pagarés (2014, 2017 y 2018) por un importe de c. EUR 165Mn a cierre 2018 (incluyendo gastos financieros devengados y no pagados).
- 2) Posicionamiento internacional** del negocio de comercialización, que actualmente cuenta con actividad en España, Portugal, Italia, Alemania, Polonia y Holanda.
- 3) Entrada en la actividad de generación** de energía con 126,4MW de energía eólica, que aportan al Grupo una generación de EBITDA recurrente de aprox EUR 25Mn.
- 4) Dar el salto al mercado continuo** del negocio de comercialización, anteriormente fuera del perímetro cotizado.

Como consecuencia de lo anterior, una posición significativa del activo no corriente de ADX corresponde a: (i) fondo de comercio (25,5%; EUR 138,6Mn), explicado principalmente a las adquisiciones de Audax Netherlands en 2017 (EUR 94,4Mn) y UniElectrica en 2018 (EUR 40,1Mn), y (ii) Intangibles (EUR 111,5Mn) correspondientes principalmente a la valoración de la cartera de clientes de los negocios adquiridos (EUR 66Mn). Otra partida de activo que se ha incrementado significativamente es el inmovilizado financiero (EUR 114Mn), correspondiente principalmente a créditos otorgados al principal accionista del Grupo Audax Renovables (Excelsior Times S.L.U; participación del 90,7%) por un importe de EUR 93,4Mn.

Gráfico 9. Composición de la deuda financiera bruta (2018)



Nota 1: Deuda neta de EUR 333,6Mn a cierre 2018 (EUR 461,3Mn de deuda financiera bruta y EUR 127,7Mn de caja y otros activos financieros a c/p).

Nota 2: La Deuda financiera bruta incluye deudas con empresas del grupo por importe de EUR 26,3Mn (5,7% s/deuda financiera bruta). No incluye créditos otorgados a empresas del Grupo (clasificados como inmovilizado financiero a efectos de Enterprise Value).

¿Cómo se ha financiado este crecimiento? Un balance tensionado

La estrategia de crecimiento inorgánico de los últimos ejercicios ha resultado en un balance con un endeudamiento significativo (DN/EBITDA: 7,4x), por lo que consideramos que la gestión del balance y la estructura de capital será una de las principales prioridades de la compañía a medio y largo plazo. Consideramos que la deuda de ADX puede dividirse en tres niveles bien diferenciados:

- 1. Project Finance** (EUR 116,3Mn; -4,1% vs 2017), utilizada para financiar el negocio de generación (intensivo en capital). El tipo de deuda Project Finance pignora las participaciones de las sociedades prestatarias (los parques eólicos), que operan como sociedades independientes. A cierre de 2018 la deuda Project Finance (aprox. 4,6x el EBITDA generado por la división de generación) presenta vencimientos hasta 2026, estando la mayor parte comprometidos entre uno y cinco años.
- 2. Deuda bancaria, emisión de obligaciones y otras deudas** (EUR 276,6Mn; + 22,9% vs 2017), que corresponde en su mayoría al negocio de comercialización, cuyo crecimiento se ha financiado principalmente a través de bonos y pagarés (EUR

164Mn; con vencimientos de entre 2 y 3 años) y préstamos con entidades de crédito (EUR 53,6Mn).

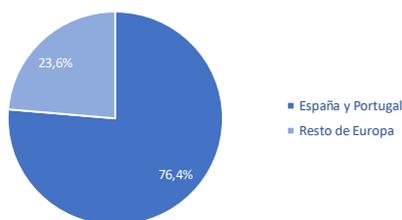
Gráfico 10. DN y DN/EBITDA



3. Financiación del circulante (EUR 42,1Mn; +97% vs 2017). La gestión del capital circulante es clave para el negocio de comercialización cuya evolución depende principalmente de las siguientes variables: (i) crecimiento de ingresos; (ii) cobro de clientes (entre 30-60 días) y (iii) la gestión del pago a proveedores (siendo el aprovisionamiento de energía a través de OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) la principal partida a pagar.

El confirming (o reverse factoring) permite financiar el capital circulante incrementando el flujo de caja siempre que el crecimiento de ingresos continúe (ya que, en caso de una contracción de ingresos, la deuda pendiente de pago asociada al confirming puede provocar tensiones de caja). Dadas las elevadas necesidades de circulante del negocio de comercialización, cualquier crecimiento de ingresos implicará necesariamente un incremento del endeudamiento (a través de confirming). Según la compañía, esta situación podrá revertirse con la entrada en operación de los PPAs firmados, cuyas condiciones de pago son más favorables que las exigidas por OMIE.

Gráfico 11. Distribución de ingresos por geografía



Con intención seguir expandiendo su negocio internacional

La vocación de expansión internacional de ADX es clara. La compañía cuenta con presencia en 8 países, todos ellos dentro de Europa (salvo Panamá, donde participa en la construcción de un parque eólico). Ahora, la pregunta es solo una: ¿Cuál es la contribución de cada geografía?

A nivel de ingresos, un 76% se generó dentro de España y Portugal, principales mercados donde tiene presencia la división de comercialización (9º puesto en el ranking de comercializadoras del mercado eléctrico en España y 6º en Portugal). La contribución del mercado ibérico se ve incrementada a nivel EBITDA (93% s/EBITDA 2018), poniendo de manifiesto que los negocios adquiridos fuera de España y Portugal aún se encuentran en fase de “despegue”: la división de comercialización generó un EBITDA negativo en sus negocios fuera de España y Portugal de -EUR 2,6Mn, compensado por el EBITDA positivo de la división de Generación de EUR 5,5Mn.

Gráfico 12. Distribución de EBITDA y BN por geografía (2018)

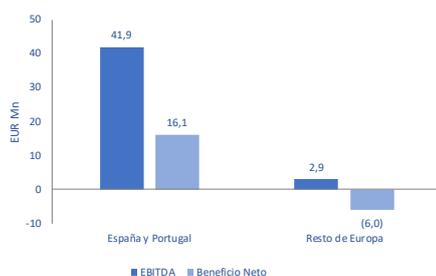
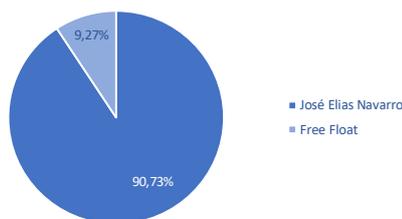


Tabla 1. P&L por geografía y línea de negocio (2018)

EUR Mn	España y Portugal	Europa	Comerc. 2018	España y Portugal	Europa	Generación 2018
Ingresos	723,4	225,4	948,7	28,2	7,4	35,6
Aprovisionamientos	(676,6)	(206,7)	(883,2)	-	-	-
Mg Bruto	46,8	18,7	65,5	28,2	7,4	35,6
Gastos operativos	(24,6)	(21,2)	(45,8)	(8,6)	(1,9)	(10,5)
EBITDA recurrente	22,3	(2,6)	19,7	19,7	5,5	25,1
Mg EBITDA rec.	3,1%	-1,1%	2,1%	69,7%	73,8%	70,5%

Gráfico 13. Estructura accionarial



Control en manos del fundador (>90% del capital) que deja un free float reducido

ADX está controlada por su fundador (José Elías), quien mantiene una participación del 90,7% y la dirección de la compañía. Con aparente vocación de permanencia, lo que asegura una plena alineación de intereses con el resto de accionistas.

El free float se reduce al 9,3% del capital. No obstante, la compañía ha anunciado que está analizando vías para incrementar el free float y liquidez del valor.

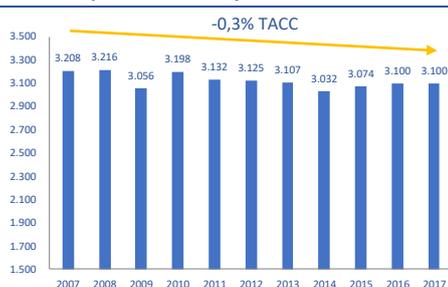
En definitiva: ¿qué es ADX hoy? ¿a dónde se dirige?

En conclusión, a pesar de que el mercado tiende a clasificar a ADX como una Compañía de generación de energía renovable, la “foto” actual es la de una Compañía cuya actividad principal es la comercialización de electricidad y gas (96,4% s/ingresos). Con un plan de crecimiento agresivo que gira en torno a la mejora de rentabilidad de su negocio de comercialización, donde el aprovisionamiento de energía a través de PPAs aparece como la principal palanca de generación de EBITDA en el futuro (apoyada en la rotación de los activos de generación).

El crecimiento no orgánico es la vía más rápida (y la elegida) para incrementar la cuota de mercado (en una industria altamente competitiva), tanto en el mercado nacional, como en Europa (aun en break-even). El elevado apalancamiento alcanzado durante los últimos años (DN/EBITDA 2018: 7,4x) aparece como la principal incertidumbre. Actualmente esta ya mostrará una fuerte reducción en 2019e (DN/EBITDA 2019e: 3,8x)

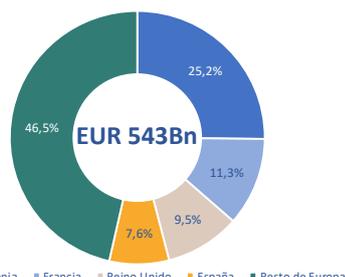
Comercialización: bajo crecimiento en un entorno altamente competitivo

Gráfico 14. Generación de energía eléctrica en la UE-28 (miles de GWh)



Fuente: Eurostat

Gráfico 15. Tamaño del mercado de comercialización de electricidad en Europa



Fuente: Marketline (noviembre 2018)

Gráfico 16. Mercado de comercialización de electricidad en Europa 2017-2022e (EUR Bn)



Fuente: Marketline (noviembre 2018)

El sector energético se posiciona como uno de los principales pilares sobre los que se apoya el crecimiento, la competitividad y el desarrollo de las economías modernas. ADX está presente en dos fases de la cadena de valor a través de dos negocios bien diferenciados: (i) la generación de energía a través de fuentes renovables y (ii) la comercialización de energía eléctrica y gas, donde se focaliza tanto su actividad principal como su plan de crecimiento futuro.

Durante los últimos años, la transición hacia una economía baja en carbono ocupa un lugar destacado en la agenda política de los gobiernos europeos (con las energías renovables como protagonistas). Y junto al desarrollo de nuevas tecnologías y a la demanda de una mayor eficiencia energética, están produciendo una transformación significativa de la industria.

En este contexto, el sector eléctrico en particular será un actor clave en la llamada transición energética, pivotando sobre los siguientes pilares: (i) la electrificación de la economía, (ii) la máxima integración de las energías renovables en el mix energético y (iii) la eficiencia energética y la seguridad de suministro.

Comercialización de energía en Europa: bajo crecimiento...

En 2017, la generación total de energía eléctrica en la UE-28 fue de 3,1Mn GWh (similar a 2016) y un 3,6% inferior al máximo alcanzado en 2008 de 3,2Mn de GWh (Gráfico 14).

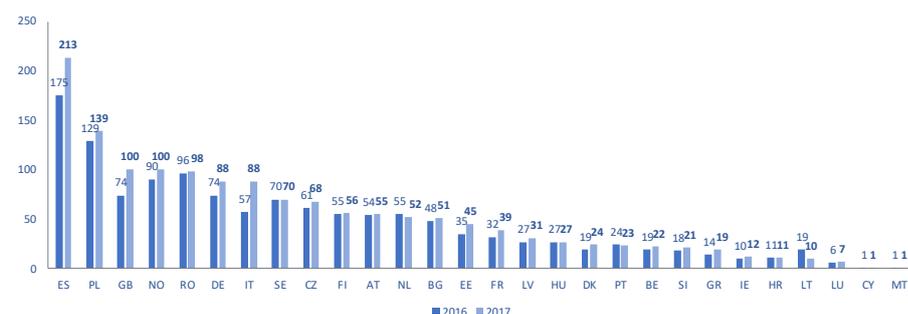
En términos de consumo, la UE se encuentra entre los tres mayores consumidores de electricidad del mundo (después de China y EEUU), en un mercado que en 2017 presentó un tamaño de c. EUR 543Bn (-1,7% vs 2016). Según datos de Marketline, se espera que el mercado de comercialización de energía eléctrica en Europa crezca un 2,4% entre 2017 y 2022 (0,5% TACC) hasta alcanzar un volumen de c. EUR 556Bn.

Sin embargo, a pesar de que durante el 1T19 la UE-28 creció un 1,5% (vs 2,3% 1T18), según la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de electricidad (ENTSO-E), el consumo de electricidad se vio reducido c. 2% debido principalmente a: (i) un invierno más suave y (ii) el “freno” de la producción industrial. Según la Comisión Europea en su informe trimestral sobre el mercado eléctrico, durante el 1T19, el consumo de electricidad se vio reducido principalmente en Reino Unido (-5,5%), Italia (-4,0%), España (-3,5%) y Alemania (-1,7%).

...en una industria altamente competitiva

En la UE el mercado eléctrico se encuentra liberalizado, lo que otorga a los consumidores el derecho de cambiar su proveedor de electricidad con total libertad, incrementando la competitividad y la transparencia del mercado.

Gráfico 17. Número de comercializadoras significativas² por país en Europa (2016-2017)



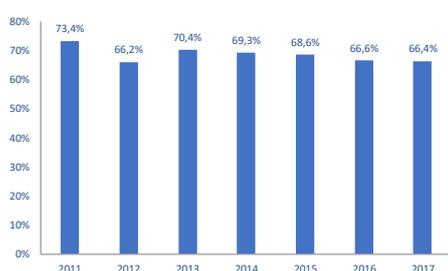
Fuente: Consejo de Reguladores Europeos de la Energía (CEER).

² “Significativas” hace referencia a aquellas que tienen capacidad de distribuir su producto a nivel nacional.

Como resultado de la liberalización del mercado, así como de las condiciones favorables de precios y de las bajas barreras de entrada del negocio (dado que el producto comercializado es un commodity, las barreras de entrada se limitan únicamente al capital), durante los últimos años en Europa se ha producido un incremento significativo del número de pequeñas comercializadoras, alternativas a los grandes proveedores ya establecidos (Gráfico 17).

Según el Consejo de Reguladores Europeos de la Energía (CEER), en 2017 el mayor número de comercializadoras se encontraba en España y Polonia con 213 y 139, respectivamente. Las bajas barreras de entrada del negocio se ponen de manifiesto con el incremento de comercializadoras, que se incrementó en 20 (de 28 países que forman la UE) entre 2016 y 2017, siendo España, Italia y Reino Unido los países donde se produjo la entrada de un mayor número de nuevos participantes (+38, +31 y +26, respectivamente).

Gráfico 18. Cuota de mercado media (%) de las tres principales comercializadoras de cada país de la UE



Fuente: CEER, 2018.

Nota: La cuota de mercado media (%) se refiere a la cuota de mercado de las tres principales comercializadoras en cada país de la UE (ponderadas por número de consumidores por país). Excl. CZ, DE, FI, DE, UK, SE.

... y dominada por los grandes grupos energéticos tradicionales

Por lo general, el sector energético tiende a la integración vertical (desde la generación de energía hasta su comercialización), creando compañías de gran tamaño capaces de aprovechar economías de escala. Como resultado, el mercado en Europa presenta una elevada concentración (en media, las 3 principales comercializadoras de cada país de la UE acumulan c. del 64% de la cuota de mercado), mientras que los comercializadores "puros" tienden a ser jugadores de tamaño mucho más reducido, careciendo del músculo financiero necesario para el desarrollo de la actividad de generación.

A pesar del elevado nivel de concentración del mercado eléctrico en Europa, las bajas barreras de entrada del negocio y una rotación de clientes cada vez mayor han impulsado la entrada de nuevos participantes, produciendo una reducción de la cuota de mercado media de las principales comercializadoras de cada país de c. 7p.p. entre 2011 y 2017 (Gráfico 18).

Aunque varias de las nuevas comercializadoras que han entrado en el mercado durante los últimos cinco años se han expandido de forma significativa (por ejemplo, Utilita, OVO Energy, Bulb Energy), en 2017 ninguna de ellas alcanzaba una cuota de mercado individual superior al 5%. Y tan solo siete de las nuevas comercializadoras tenían una participación de mercado entre 1% y 5%. Además, no todos los nuevos participantes han conseguido mantenerse en el mercado, dos de las quiebras más significativas se produjeron en noviembre de 2018 en UK (Spark Energy y Extra Energy), poniendo de manifiesto los riesgos asociados a una industria con bajas barreras de entrada y un producto commodity.

Gráfico 19. Mercado de comercialización de electricidad en España 2013-2017



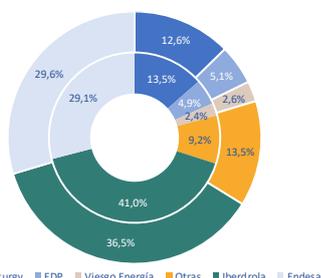
Fuente: Marketline (noviembre 2018)

Comercialización en España: el mapa del mercado ha empezado a cambiar...

En España (c. 75% de los ingresos del negocio de comercialización de ADX), la industria de comercialización de electricidad generó unos ingresos en 2017 de EUR 41,1Bn (-1,7% TACC 2013-2017) vs +0,5% TACC del mercado francés y +1,1% del alemán durante el mismo período. Según datos de Marketline, la contracción del mercado vista durante el período 2013-2017 se revertirá durante los próximos años con un crecimiento del 2,6% TACC 2017-2022e hasta alcanzar un volumen de EUR 46,7Bn en 2022e (superior al crecimiento esperado para el mismo período del 0,5% TACC en Europa).

Como en el resto de Europa, el mercado eléctrico español presenta una elevada concentración, suministrando los cinco grandes grupos energéticos tradicionales el 86,5% del total de los puntos de suministro del mercado libre en 2018 (Gráfico 20). Sin embargo, durante los últimos cuatro años se ha observado un incremento del número de consumidores que contratan su suministro eléctrico con comercializadoras libres no pertenecientes a los grupos energéticos tradicionales (las llamadas comercializadoras independientes). En concreto durante el último año, según datos del último informe de supervisión de los cambios de comercializador de la CNMC (julio, 2019), este incremento ha supuesto un aumento de 2p.p. en la cuota de mercado (medida por puntos de suministro) de las comercializadoras independientes frente a los grandes grupos energéticos tradicionales, suministrando electricidad al 13,5% de los consumidores en 2018 (vs 9,2% de 2014). Continuando así la paulatina reducción de la cuota de comercialización de los grandes grupos energéticos, que abre una oportunidad de crecimiento teórico (no exento de riesgos) para las comercializadoras independientes.

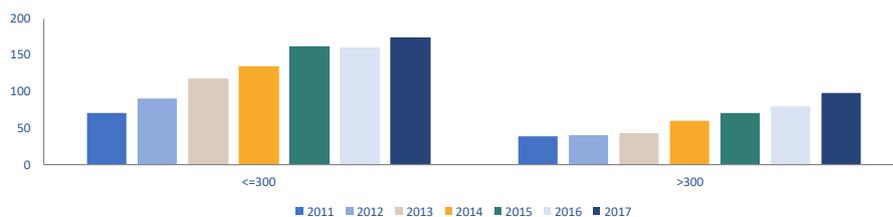
Gráfico 20. Variación de la cuota de mercado libre del sector eléctrico (2014-2018)



Fuente: CNMC; Cuota de mercado medida por puntos de suministro

En su conjunto, el mercado controlado por las comercializadoras independientes se encuentra muy atomizado (281 comercializadoras independientes en 2018, todas ellas con una cuota <5%), destacando CIDE HC Energía con una cuota del (2,2%), Fenie Energía (2%) y Clidom Energy (0,8%). En cuanto al tamaño de las comercializadoras independientes y para el caso concreto del segmento pyme (51% s/ingresos del negocio de comercialización de ADX), el 65% tiene menos de 300 puntos de suministro.

Gráfico 21. Evolución del número de comercializadoras en el segmento pyme agrupadas por el número de suministros con el que cuentan



Fuente: CNMC

En cuanto a rentabilidad, según un estudio realizado por la CNMC el margen neto³ esperado de las comercializadoras en el mercado libre se situó en el 5% en 2017 (si bien venía de valores nulos o negativos en el período 2011-2014). A efectos comparativos, según cifras publicadas por Ofgem, el margen EBIT para las 6 principales comercializadoras de electricidad y gas de Reino Unido se situó en c. 4%. La CNMC observa que los márgenes obtenidos por las comercializadoras pertenecientes a los cinco grupos energéticos tradicionales son, en general, superiores a los del resto de comercializadoras, aunque es algo que está comenzando a cambiar: en 2017 se reducen los márgenes de los grandes grupos tradicionales en los segmentos pyme (donde ADX mantiene una cuota de liderazgo con un 5% de la cuota de mercado) e industrial, produciéndose un acercamiento entre los márgenes de ambos grupos de empresas.

No obstante, el “partido” no es igual para todos

En conclusión, el negocio de comercialización de energía es un negocio de márgenes bajos (margen neto de c. 5%) definidos principalmente por: (i) un producto no diferenciado “commodity”, (ii) bajas barreras de entrada, (iii) elevada competencia y (iv) inexistente capacidad de negociación con el proveedor de electricidad, OMIE (salvo a través de contratos bilaterales o PPAs).

Por todo ello, el principal riesgo del negocio se encuentra en la sensibilidad de la cuenta de resultados a unos márgenes reducidos, donde pequeñas variaciones en las condiciones del mercado pueden producir variaciones significativas en la rentabilidad del negocio y en sus flujos de caja. Se trata de un negocio que no acepta volúmenes elevados de endeudamiento (a diferencia del negocio de generación de energía).

En cuanto al mercado español, en un contexto sectorial como el actual, en el que las comercializadoras independientes siguen “arañando” cuota de mercado a los principales grupos energéticos, se abre una oportunidad de crecimiento teórica a través de dos vías: (i) el crecimiento de la cuota de mercado por número de clientes de las comercializadoras no pertenecientes a los cinco grupos energéticos tradicionales desde el c. 24% actual hasta tasas cercanas a las vistas en Reino Unido, donde el c. 30% corresponde a comercializadoras diferentes a los grandes grupos tradicionales (Ofgem, 2019) y (ii) la absorción de la cuota de mercado de aquellas comercializadoras independientes cuyo modelo de negocio no se muestre sostenible (actualmente c. 45% de la cuota de mercado de las comercializadoras independientes en España cuenta con menos de 60.000 puntos de suministro).

³ Estimado detrayendo del margen bruto los costes de explotación (contratación, facturación y cobro, atención al cliente, financieros y estructura) y de captación.

El objetivo: incrementar la rentabilidad (en una industria con márgenes “bajo presión”)

Gráfico 22. Evolución de Ingresos (EUR Mn) 2017-2021e

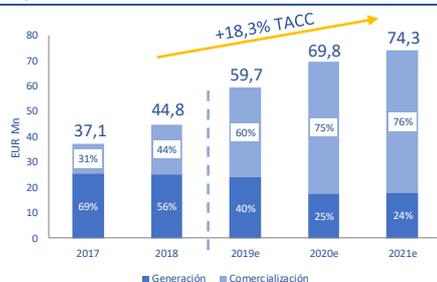


Nota: Incluye el efecto perímetro de la adquisición de UniEléctrica en abril 2018 (EUR 233Mn; 24% s/ingresos 2018).

ADX culminó en el 4T18 el proceso de fusión inversa por el que la cotizada Audax Renovables absorbía a su matriz, Audax Energía, pasando a gestionar de manera conjunta el negocio de generación de energía renovable y el de comercialización, que hasta entonces se encontraba fuera del perímetro cotizado. A efectos comparativos, las cuentas anuales de 2018 incluyen cifras reexpresadas (pero no auditadas) para 2017. La integración del negocio de comercialización produce un salto de escala significativo en la cuenta de resultados de ADX: aportando el 96,1% de los ingresos de 2018 y el 43,9% del EBITDA. Por el lado del balance, el impacto también ha sido significativo con una deuda total de c. EUR 461,3Mn a cierre de 2018 (DN/EBITDA 2018: 7,4x), de la que sólo c. 25% correspondía a la deuda Project Finance del negocio de generación.

Los resultados de 2018 muestran un crecimiento de ingresos significativo hasta alcanzar los EUR 986,9Mn (+46,1% vs 2017), empujados tanto por: (i) el crecimiento inorgánico por la incorporación al P/L del negocio de UniEléctrica (abril 2018), que aportó una cifra de negocios de EUR 233Mn (75% del incremento de ingresos vs 2017) y (ii) el crecimiento orgánico del negocio de comercialización (+13,0% vs 2017), explicado principalmente por el crecimiento del negocio en Europa (+EUR 74Mn; +48,8% vs 2017) que se encuentra aún en fase de expansión. En términos de rentabilidad, el incremento de la aportación del negocio de comercialización en el mix de ingresos (96,1%; +2,4p.p. vs 2017), con márgenes radicalmente inferiores que el negocio de generación (Mg. EBITDA 2018 comercialización: 2,1% vs 70,5% de generación), produce un impacto directo sobre el margen EBITDA de ADX, que se redujo c. 1p.p. vs 2017 hasta el 4,5% en 2018.

Gráfico 23. Mix del EBITDA (2017-2021e)



2019e-2021e: Esperamos un incremento de márgenes “hiperdependiente” del negocio de comercialización

El fuerte crecimiento de ingresos visto en 2018 consideramos que se normaliza a partir de 2019e (10,1%) hasta el 3,2% en 2021e (+6,0% TACC 2018 – 2021e) vs crecimiento 4,4% TACC 2018-2021e para el Eurostoxx 600 Utilities (excluyendo compañías no comercializadoras).

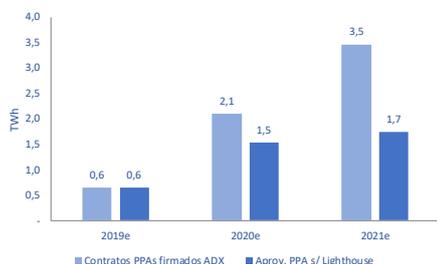
Por línea de negocio, el crecimiento de ingresos dependerá exclusivamente del negocio de comercialización, que estimamos crecerá de forma orgánica al +6,5% TACC 2018-2021e (ingresos comercialización 2021e: EUR 1.146Mn; 98% s/ total ingresos) empujado principalmente por el incremento de volumen de la energía eléctrica comercializada (+7,1% TACC durante el mismo período vs +4,9% TACC del gas). Y que compensará la pérdida de volumen en el negocio de generación tras la desinversión de 58,6MW⁴ en agosto 2019, con una reducción de ingresos y EBITDA 2019e de c. EUR 5Mn y EUR 3Mn, respectivamente, con efecto total en el P/L a partir de 2020e (impacto de c. EUR 12Mn y EUR 8Mn, respectivamente).

Una de las debilidades evidentes del negocio de comercialización es la elevada presión en sus márgenes, con un margen EBITDA del 2,1% en 2018 (vs 1,8% en 2017), aún muy inferior a la media alcanzada por el negocio de comercialización de las grandes Utilities integradas en UK (c. 4,5% en 2018).

Con el objetivo de incrementar el margen del negocio de comercialización, la estrategia de ADX para el período 2019-2022 pasa por adquirir parte de la energía suministrada a través de contratos PPAs de tecnología fotovoltaica (con un precio c.15-30% inferior al obtenido en el mercado mayorista), lo que le permitirá aprovechar los beneficios de una integración vertical en la cadena de valor energética sin pasar por el “peaje” de las elevadas necesidades de inversión del negocio de generación.

⁴ Correspondientes al parque eólico de Tarragona (57,6MW) y a la planta fotovoltaica de Castellón (1MW).

Gráfico 24. Contratos PPA firmados vs aprovisionamiento PPA s/Lighthouse

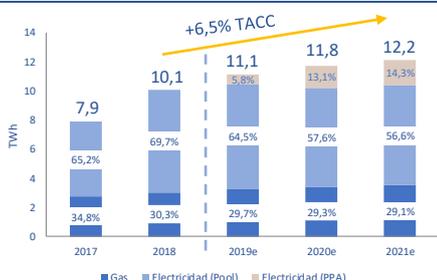


En la actualidad ADX cuenta con 3,5TWh de aprovisionamientos firmados a través de contratos PPA para 2021e (49% de la electricidad suministrada en 2018), que irán entrando en funcionamiento de forma progresiva a partir de 2019e. En estos contratos, ADX asume tanto (i) el riesgo de crédito de la contraparte como (ii) el riesgo de ejecución; por lo que en nuestro análisis hemos considerado que la entrada en funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas se realizará con cierto decalaje a lo establecido en los contratos firmados (Gráfico 24).

Según nuestras estimaciones, ADX aprovisionará a través de PPAs un volumen de 1,7TWh en 2021e (14,3% de los aprovisionamientos totales; Gráfico 25) con un coste c. 20% inferior al ofrecido en el mercado mayorista, permitiéndole reducir el coste de sus aprovisionamientos c. 3% durante el período. Y que explicará, casi exclusivamente, el incremento del margen del negocio de comercialización para el período 2018-2021e (Margen EBITDA comercialización: 4,9%; +2,8p.p. vs 2018), permitiendo un “salto” en el margen EBITDA del negocio consolidado hasta c. 6,3% en 2021e (vs 4,5% en 2018) que empujará al EBITDA recurrente de ADX hasta los EUR 74,3Mn en 2021e (+18,3% TAAC).

Por tanto, desde un punto de vista operativo, consideramos que el negocio de ADX es esencialmente el de una comercializadora cuyas palancas de generación de EBITDA en los próximos años se resumen en los siguientes puntos:

Gráfico 25. Mix de aprovisionamientos (TWh)

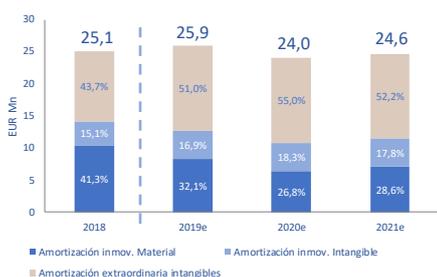


- 1) Crecimiento en volumen del negocio de comercialización (+6,5% TACC 2018-2021e)... a través de (i) la consolidación del negocio nacional y (ii) la expansión de su negocio fuera de España, principalmente en Holanda e Italia (13,5% y 8,2% s/ingresos 2018).
- 2) ...con una estrategia de mejora de márgenes “hiperdependiente” del éxito del aprovisionamiento energético a través de PPA que incrementará significativamente el margen EUR/MWh (hasta c. EUR 9 EUR/MWh vs 6,5 EUR/MWh en 2018) y cuya entrada estimamos que se producirá de forma más moderada que lo esperado por la propia compañía, alcanzando c. 15% de la energía suministrada en 2022 (vs 2/3 contemplados en el plan de negocio de ADX).
- 3) Todo lo anterior, junto a la desinversión producida en el negocio de generación en agosto 2019, hacen que ADX bascule aún más (si cabe) hacia el negocio de comercialización (76% del mix del EBITDA en 2021e vs 44% en 2018).

Tabla 2. Resultado operativo (EBITDA): Principales magnitudes consolidadas

EUR Mn	2017	2018	2019e	2020e	2021e	18-21e TACC
Total ingresos	675,6	986,9	1.086,6	1.139,3	1.175,7	6,0%
Coste de electricidad PPA	-	-	(45,4)	(107,7)	(122,2)	n.a.
Coste de gas y electricidad	(594,2)	(883,2)	(918,6)	(896,9)	(912,7)	1,1%
Margen Bruto	81,4	103,7	122,5	134,7	140,8	10,7%
Costes de explotación	(44,3)	(58,9)	(62,8)	(64,8)	(66,5)	4,2%
EBITDA recurrente	37,1	44,8	59,7	69,9	74,3	18,3%
Margen Bruto (s/Ingresos)	12,1%	10,5%	11,3%	11,8%	12,0%	
EBITDA rec. / Ingresos	5,5%	4,5%	5,5%	6,1%	6,3%	
Energía suministrada (TWh)	7,9	10,1	11,1	11,8	12,2	
Aprov. Gas y Electricidad Pool (%)	100,0%	100,0%	94,2%	86,9%	85,7%	
Aprov. Electricidad PPA (%)	0,0%	0,0%	5,8%	13,1%	14,3%	

Gráfico 26. Evolución de la amortización



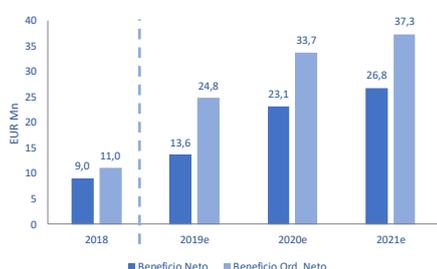
EBIT recurrente: Impactado por la amortización no recurrente de intangibles

Como consecuencia del salto de escala alcanzado gracias a la actividad M&A (con 7 adquisiciones durante los últimos 4 años) una posición significativa del activo de ADX corresponde a intangibles asociados a la valoración de los derechos, propiedad industrial y cartera de clientes de los negocios adquiridos (EUR 123,4Mn brutos; 90% del activo intangible bruto), con un impacto significativo en la amortización de 2018 de c. EUR 11Mn/año (44% s/amortización total).

Con el objetivo de normalizar el EBIT, hemos excluido la amortización extraordinaria de intangibles por importe de c. EUR 13Mn/año (estimada por LH), que junto con la reducción de la amortización recurrente tras la desinversión de los activos de generación en 2019 (con un impacto de c. EUR 4,5Mn/año) permitirán “empujar” el EBIT un 27,0% TACC durante el período

2018-2021e (vs 18,3% TACC del EBITDA) alcanzando los EUR 62,8Mn en 2021e (Mg. EBIT 2021e: 5,3%).

Gráfico 27. Beneficio Neto vs Beneficio ordinario neto

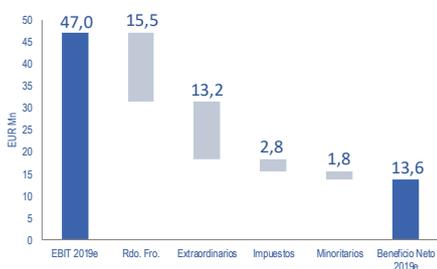


Beneficio Neto Ordinario: crecimiento orgánico de doble dígito que evidencia la mejora en la rentabilidad del negocio

Las principales partidas que encontramos en P/L por debajo de la línea de EBIT corresponden a extraordinarios y al resultado financiero neto:

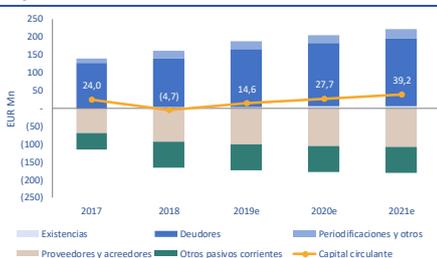
1. Extraordinarios: Los resultados de los ejercicios 2017 y 2018 se han visto negativamente impactados por los siguientes extraordinarios: (i) la amortización de intangibles asociados a la actividad M&A (c. EUR 10Mn y c. EUR 11Mn, respectivamente) y (ii) la reversión de la provisión por deterioro del fondo de comercio en 2018 con un impacto positivo de EUR 8,6Mn en dicho período. Para el período 2019-2021e el beneficio neto continuará impactado por la amortización de intangibles que se amortizan de forma lineal con una duración media de 8 años con un impacto estimado de c. EUR 13Mn/año.
2. Resultado financiero neto: El incremento del endeudamiento entre 2017 y 2018 ha tenido su reflejo en un mayor gasto financiero (36,8% del EBITDA a cierre del 2018, +2,8p.p. vs. 2017). Y que, a pesar del continuo desapalancamiento estimado para el período 2018-2021e (con una reducción de la DN > 50%), continuará siendo significativo (15,3% del EBITDA en 2021e), con un impacto de c. EUR 11,4Mn en 2021e (vs EUR 16,5Mn en 2018).

Gráfico 28. Impactos en el BN 2019e



La reducción de la amortización recurrente por la desinversión de los activos de generación, junto con unos menores gastos financieros permitirá que la buena evolución del EBITDA recurrente (+18,3% TACC 2018-2021e), se traslade íntegramente a un crecimiento de doble dígito del beneficio neto ordinario (TACC 2018-2021e +46,6%) con un impacto significativo en términos de PER ordinario 2021e (20,1x vs PER 2021e 28,0x).

Gráfico 29. Evolución del WC 2017-2021e



Gestión del circulante: "clave" en términos de FCF

Para el período 2018-2021e trabajamos con una hipótesis de normalización del capital circulante negativo registrado en 2018 (EUR 4,7Mn), hasta niveles de EUR 39,2Mn en 2021e (3,3% s/Vtas) con un impacto acumulado en términos de FCF de EUR 43,9Mn (23% del EBITDA generado durante el período).

El incremento de las necesidades de capital circulante se explica principalmente por dos factores: (i) el incremento de volumen del negocio de comercialización y (ii) un deterioro progresivo de las condiciones de cobro de clientes, cuyo período de cobro se incrementará c. 15% como consecuencia de una política de captación de clientes más agresiva.

Durante los últimos años, ADX ha utilizado líneas de confirming para financiar la inversión en circulante, alcanzando un importe a cierre de 2018 de EUR 42,1Mn (vs 21,3Mn en 2017; clasificado como deuda neta). Como consecuencia de ello, y dadas las necesidades de circulante del negocio de comercialización, cualquier crecimiento del volumen de negocio implicará necesariamente un incremento del endeudamiento (a través de confirming).

Los niveles de CAPEX continuarán siendo reducidos

Las necesidades de inversión de los dos negocios gestionados por ADX son radicalmente dispares:

- 1) El negocio de generación de energía eólica es muy intensivo en capital y representa el 97,8% del inmovilizado material de ADX (EUR 162,9Mn a cierre de 2018). En la actualidad, ADX cuenta con una cartera de activos fotovoltaicos para desarrollar > 320MW fotovoltaicos (de los que 60MW se encuentran listos para construir).

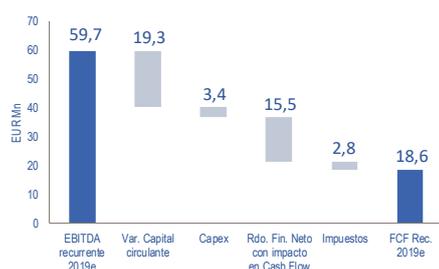
El desarrollo de los MW en cartera implicaría un incremento significativo de las necesidades de inversión durante los próximos ejercicios (con un coste estimado de c. de EUR 0,7Mn/MW instalado), por lo que dado el elevado nivel de apalancamiento

actual (DN/EBITDA 2019e: 3,8x) consideramos que se trata de una estrategia a más largo plazo y aún no ha sido incluida en nuestras estimaciones.

- 2) Por el contrario, con unos activos netos totales de EUR 3,7Mn en 2018, el negocio de comercialización es un negocio “sin activos” que no requiere de inversiones significativas para su desarrollo (CAPEX comercialización 2018 c. EUR 1,2Mn).

Dado que el desarrollo de nuestro escenario base pivota sobre la adquisición de energía a través de contratos PPA con el foco en el negocio de comercialización, estimamos que la compañía no debería requerir inversiones adicionales a las vistas durante los ejercicios 2017 y 2018 (c. EUR 4Mn/año; 0,3% Vtas).

Gráfico 30. Impactos en FCF 2019e



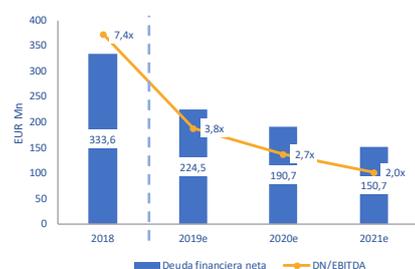
Free Cash Flow marcado por el aumento de las necesidades de circulante

En 2018 la generación de FCF Rec. se vio impulsada de forma significativa por un incremento en la financiación de circulante (EUR 28,7Mn; 64% del EBITDA 2018) derivado de un incremento de las cuentas a pagar con AAPP (EUR 24,6Mn). Sin embargo, en 2019e estimamos una normalización del capital circulante hasta niveles de 1,3% s/Vtas, con un impacto en términos de flujo de caja de c. EUR 19,3Mn, que, junto con un resultado financiero que se mantendrá elevado (impacto de EUR 15,5Mn; 25,9% s/EBITDA), reducirán el FCF Rec. de 2019e a EUR 18,6Mn (FCF yield 2019e: 2,5%).

Para 2020e y 2021e estimamos un FCF recurrente de EUR 33,9Mn y EUR 40,0Mn impulsado por (i) el incremento del EBITDA y (ii) la reducción de gastos financieros (con un impacto acumulado de EUR 14,5Mn y EUR 4,1Mn, respectivamente), ofreciendo un FCF Rec. Yield 2019e-2021e promedio del 4,1%, que alcanzará máximos en 2021e (c. 5,3%), aun inferior al 6,5% ofrecido por el sector.

Por debajo del Free Cash Flow Rec., la principal partida que encontramos en 2019e corresponde a la desinversión de 58,6MW del negocio de generación y que estimamos producirá un impacto de c. EUR 90Mn en la deuda neta.

Gráfico 31. Evolución de la deuda neta

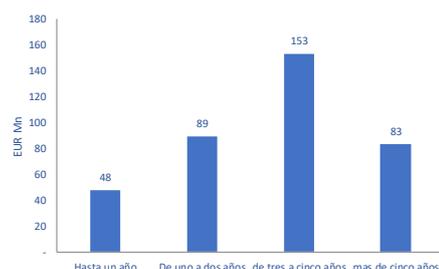


La generación de FCF y la desinversión de activos de generación permitirán acelerar la reducción del apalancamiento

La estrategia de crecimiento inorgánico de los últimos ejercicios ha resultado en un balance significativamente apalancado (DN 2018: EUR 334Mn; 7,4x s/EBITDA), por lo que consideramos que la gestión del balance y la estructura de capital será una de las principales prioridades del equipo directivo en el futuro más próximo.

Concretamente, ADX se enfrenta a vencimientos de deuda significativos durante los próximos cinco años (EUR 290Mn, de los que EUR 65,3Mn son sin recurso). Para hacer frente a estos vencimientos, ADX ha iniciado un plan de desinversión de sus activos de generación (185MW al inicio de 2019) con la venta de 58,6MW en agosto 2019, cuyo impacto en la deuda neta de ADX estimamos en c. EUR 90Mn (incluyendo la cancelación de la deuda Project Finance que estimamos en c. EUR 60Mn).

Gráfico 32. Calendario de vencimientos de pasivos financieros (2019)



Nota: No incluye la deuda Project Finance cancelada tras la desinversión de los 58,6MW en agosto 2019 (c. EUR 60Mn; estimada por LH) ni deudas con empresas del grupo (EUR 26,3Mn a cierre de diciembre 2018).

Consideramos que la capacidad de generación de caja para el periodo 2018-2021e, junto con la desinversión de activos realizada en agosto 2019, permitirá situar la DN/EBITDA en niveles de 2,0x en 2021e (vs media del sector: 2,5x). Sin embargo, ADX se enfrenta a un “exigente” calendario de vencimientos en el medio plazo (Gráfico 32), de los que c. EUR 151Mn corresponden al período 2019-2021 (vs FCF Rec. acumulado 2019e-2021e: EUR 92,4Mn). En este escenario, la política de desinversión de activos de generación (en un plazo máximo de 1-2 años) y la cancelación de su deuda Project Finance (c. EUR 60Mn tras la desinversión de agosto 2019), jugará un papel fundamental en la aceleración del desapalancamiento: permitiendo a ADX hacer frente a los exigentes vencimientos de su deuda y abriendo la puerta a su estrategia de desarrollo (y rotación) de instalaciones fotovoltaicas aun no considerada en nuestras estimaciones.

Inputs de valoración

Inputs de valoración por DCF

	2019e	2020e	2021e	Perpetuo ⁽¹⁾			
Free Cash Flow "To the Firm"	120,1	41,4	46,4	1.174			
Market Cap	749,8	A la fecha de este informe					
Deuda financiera neta	317,5	6m19					
Coste de la deuda	4,4%	Coste de la deuda neta				Inputs favorables	Inputs desfavorables
Tasa fiscal efectiva (T)	20,0%	T (tasa fiscal normalizada y previsible a largo plazo)				=	=
Coste de la deuda neta	3,5%	Kd = Coste de Deuda Neta * (1-T)				3,2%	4,0%
Risk free rate (rf)	0,2%	Rf (Yield del bono a 10y a la fecha de este informe)				=	=
Equity risk premium	6,0%	R (estimación propia)				5,5%	6,5%
Beta (B)	1,0	B (Thomson Reuters)				0,8	1,2
Coste del Equity	6,4%	Ke = Rf + (R * B)				4,6%	8,0%
Equity / (Equity + Deuda Neta)	70,3%	E (tomando como valor del equity su Market Cap)				=	=
Deuda Neta / (Equity + Deuda Neta)	29,7%	D				=	=
WACC	5,5%	WACC = Kd * D + Ke * E				4,1%	6,8%
G "Razonable"	1,5%					2,0%	1,0%

(1) Perpetuo calculado sobre Free Cash Flow "to the Firm" recurrente del último año estimado. Para más detalle ver Anexo 2.

Inputs de valoración por múltiplos

Compañía	Ticker Reuters	Mkt. Cap	PER 19e	BN 19e-21e	EV/EBITDA 19e	EBITDA 19e-21e	EV/Vtas. 19e	Ingresos 19e-21e	EBITDA/Vtas. 19e	FCF Yield 19e	FCF 19e-21e
Iberdrola	IBE.MC	59.626,3	13,7	-6,7%	10,8	7,5%	2,8	3,3%	25,9%	1,1%	100,2%
Endesa	ELE.MC	25.162,5	14,0	6,4%	8,4	2,1%	1,5	2,6%	17,6%	3,0%	41,8%
Naturgy	NTGY.MC	24.010,3	15,3	n.a.	9,3	2,3%	1,7	1,8%	18,5%	6,4%	18,5%
EDP	EDP.LS	12.864,8	13,0	-8,7%	9,1	3,4%	2,1	2,1%	23,2%	7,9%	-1,0%
Integrated Utilities			14,0	-3,0%	9,4	3,8%	2,0	2,4%	21,3%	4,6%	39,9%
Solaria	SLRS.MC	690,1	25,3	-9,2%	18,3	59,0%	15,0	61,0%	81,7%	-34,7%	-41,0%
Solarpack	SPK.MC	385,3	21,3	175,8%	10,4	33,7%	3,2	3,9%	31,2%	-43,9%	2,4%
Scatec Solar	SSOL.OL	1.387,3	42,6	-9,1%	13,4	31,1%	10,9	28,8%	81,8%	-38,0%	n.a.
Audax Renovables	ADXR.MC	749,8	55,0	40,1%	20,63	11,5%	1,13	4,0%	5,5%	2,5%	46,5%

Nota: ADX FCF 19e-21e TACC calculado sobre FCF Recurrente.

Análisis de sensibilidad (2020e)

A) Análisis de sensibilidad del EBITDA y múltiplos a variaciones en los márgenes

Escenario	EBITDA/Ingresos 20e	EBITDA 20e	EV/EBITDA 20e
Max	7,1%	81,2	12,1x
Central	6,1%	69,9	14,1x
Min	5,1%	58,5	16,8x

B) Análisis de sensibilidad del FCF Rec. y FCF Rec. - Yield frente a variaciones en el EBITDA y CAPEX/Vtas

FCF Rec. EUR Mn	CAPEX/Ventas 20e			Escenario	FCF/Yield 20e		
EBITDA 20e	0,3%	0,3%	0,5%	Max	6,0%	6,0%	5,7%
81,2	45,3	45,3	43,0	Central	4,5%	4,5%	4,2%
69,9	33,9	33,9	31,6	Min	3,0%	3,0%	2,7%
58,5	22,5	22,5	20,2				

¿Qué puede salir mal?

Consideramos riesgos aquellos que puedan tener un impacto significativo negativo en nuestras proyecciones, principalmente en el resultado operativo y en el free cash flow:

- 1. La actividad del negocio de comercialización está basada en un producto commodity** (96,4% del volumen de ingresos), situándose en un mercado libre, con bajas barreras de entrada y muy competitivo, que podría materializarse en una presión adicional sobre los bajos márgenes del negocio (2,1% durante 2018). Una reducción del margen del negocio de comercialización de 1p.p. sobre nuestro caso base para 2019e (Mg. EBITDA comercialización: 3,4%) produciría una reducción del EBITDA de ADX del 18% (-EUR 11,0Mn).
- 2. Sensibilidad del negocio de comercialización a la fluctuación del precio de la energía.** Las actividades desarrolladas por ADX requieren de la adquisición y venta de energía eléctrica y gas natural (70% y 30% s/energía suministrada, respectivamente), cuyos precios están sujetos a fluctuaciones en función de las condiciones del mercado. Cerca de un 30% de los ingresos de ADX se realizan a través de una tarifa plana, en la que tanto el precio facturado como la potencia suministrada se mantienen fijos durante un período de un año. Y cuyos márgenes se “cubren” a través del uso de derivados sobre la variación del precio de la energía por un volumen neto máximo de 101MW para 2019. Sin embargo, consideramos que los márgenes del negocio de comercialización (c.2% en 2018), ofrecen una capacidad de reacción “reducida” ante variaciones significativas en el precio de la energía, por lo que una mala gestión de la política de coberturas podría impactar de forma significativa en la rentabilidad (y liquidez) del negocio.
- 3. Dependencia de la mejora de márgenes de su negocio de comercialización.** La mejora del margen EBITDA/Ingresos (+1,8 p.p. en el periodo 2018-2021e; vs 4,5% en 2018), se apoya principalmente en un progresivo incremento del aprovisionamiento de energía a través de fuentes de energía renovables (con el precio más bajo del pool), a través de la firma de contratos de compra de energía a largo plazo (PPAs). Bajo esta premisa, una reducción del volumen de energía aprovisionada a través de PPAs del 10% desde nuestro caso base en 2020e (1,5TWh), reduciría el EBITDA 2020e c. 4%.
- 4. Dependencia de un número limitado de proveedores.** En la actualidad, ADX tiene firmados contratos de compra de energía a largo plazo (PPAs) con un número reducido de proveedores, por una potencia agregada prevista de 1.938MW (3.638 GWh) que entrará en funcionamiento de forma progresiva hasta 2022. Dado que el aprovisionamiento con PPAs será la principal palanca de generación de EBITDA en el medio plazo, un retraso en la puesta en marcha por parte del promotor/proveedor de las instalaciones fotovoltaicas tendría un impacto directo en nuestras proyecciones.
- 5. Cambios regulatorios o de tarifas que afecten a la recuperación del coste de los activos.** Un riesgo inherente al sector de energías renovables, que se ha caracterizado durante los últimos años por conseguir rentabilidades estables y predecibles. La incertidumbre actual en torno a la política medioambiental, la fijación de precios y las exigencias regulatorias, incrementan el riesgo de cambios regulatorios. Actualmente ADX gestiona una cartera de 127MW de energía eólica repartidos entre España, Francia y Polonia con una vida útil regulatoria media de 9 años, por lo que cualquier cambio en la normativa actual en cada una de las geografías anteriores tendría un impacto directo en la rentabilidad del negocio de generación de ADX. Con especial dependencia del marco regulatorio en España (60% del EBITDA del negocio de generación) regulado actualmente por el RD 413/2014.
- 6. Riesgo de las condiciones meteorológicas.** La generación de electricidad a través de energía eólica está sujeta a las condiciones del viento en el emplazamiento en que se encuentren las instalaciones. Una reducción de la producción de energía generada del 10% durante 2020e produciría un impacto del -4% en el EBITDA 2020e (EUR 3Mn).

7. **Elevado endeudamiento y evolución de los tipos de interés.** Las principales características del negocio de comercialización (elevada competitividad y bajos márgenes) implican que éste no tolere niveles elevados de deuda. Sin embargo, ADX mantiene un elevado endeudamiento con vencimientos de c. 80% de su deuda entre 1 y 5 años (EUR 290Mn) y que se traduce en unos elevados costes financieros (EUR 15,5Mn en 2019e; c. 25,9% del EBITDA 2019e).
8. **La gestión del capital circulante** es clave para el negocio de comercialización, cuya evolución depende principalmente de las siguientes variables: (i) crecimiento de ingresos; (ii) cobro de clientes (entre 30-60 días) y (iii) la gestión del pago a proveedores (siendo el aprovisionamiento de energía a través de OMIE la principal partida a pagar).

El crecimiento de ingresos del negocio de comercialización durante el período 2019e-2021e implicará un incremento de las necesidades de financiación del capital circulante a través de confirming hasta aprox. EUR 50Mn (+18% vs 2018). Las elevadas necesidades de financiación del capital circulante (Confirming: EUR 42,1Mn en 2018; 95% del EBITDA recurrente) podrían producir tensiones de liquidez en el corto plazo ante una contracción del volumen de ingresos.

Un accionista de control “atado” al precio de la acción

Gráfico 33. Consejo de administración

Nombre	Categoría	Antigüedad	% Capital
José Elías Navarro	Dominical	16/08/2016	90,73%
Eduard Romeu Barceló	Dominical	16/08/2016	0,00%
Ramiro Martínez-Pardo	Coordinador	16/08/2016	0,00%
Josep María Echarri Torres	Independiente	14/11/2016	0,00%
Rubén Clavijo Lumbreras	Independiente	25/03/2019	0,00%
Total			90,73%

Fuente: CNMV

El fundador de la compañía (José Elías) se mantiene como accionista de referencia (participación del 90,73% del capital), es la “propiedad” y mantiene el cargo de presidente del Consejo de Administración y presidente ejecutivo, lo que otorga a ambos órganos de gobierno una alta exposición al precio de la acción. Destacamos los siguientes puntos:

- Un Consejo de Administración renovado**, tras la entrada en 2016 del Grupo Audax en el capital de la cotizada Fersa Energías Renovables (hoy Audax Renovables). En 2019 se produce una reducción del número de consejeros, pasando de siete a cinco. En la actualidad, el Consejo de Administración cuenta con dos consejeros dominicales (sobre un total de cinco), vinculados a la antigua Audax Energía.
- Los consejeros no ejecutivos no tienen ninguna otra remuneración que el abono de una dieta** para retribuir su asistencia sin comprometer su independencia. La retribución a percibir por la totalidad de los miembros del Consejo de Administración se encuentra fijada en un importe máximo de EUR 250.000 para los ejercicios 2019, 2020 y 2021. Además, en el caso de los consejeros con funciones ejecutivas se fija un importe de remuneración máximo de hasta EUR 250.000 (independiente de la retribución anterior) aplicable durante el mismo período.
- Y con clara vocación por el crecimiento inorgánico**, con 7 adquisiciones en los últimos 4 años, junto a un plan estratégico para la expansión de su negocio de comercialización que pasa “necesariamente” por el crecimiento inorgánico (cuya generación de valor no está garantizada). El Plan Estratégico para el crecimiento del negocio de comercialización, y su carácter agresivo, tienen un efecto claro en el “governance” de la compañía.
- Free float reducido (<10%)**. No obstante, la compañía ha anunciado que está analizando la posibilidad de llevar a cabo una o varias ampliaciones de capital, que resulten en una dilución de la participación de los accionistas actuales. Y en una mejora de la liquidez de la acción.

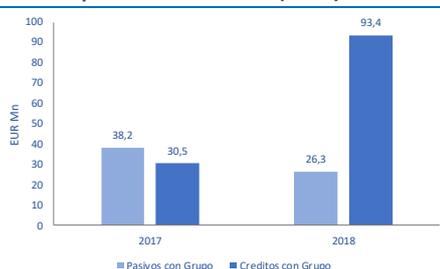
El importe total de la retribución de los consejeros no ejecutivos durante 2018 fue de EUR 103.000 (0,7% s/gastos de personal).

- Sin remuneración al accionista** en el corto/medio plazo. Nuestras proyecciones contemplan la continuidad de la política actual de dividendos (Pay Out 0%; y muy condicionada por el elevado endeudamiento de ADX). No obstante, a lo largo de 2019 (Investor Day, JGAA) la compañía ha manifestado su intención de empezar a pagar dividendos “a partir de 2020” (sin un nivel de Pay Out objetivo), y dependiendo de la propia marcha del negocio.

- Con un volumen significativo de saldos con partes vinculadas (fuera del perímetro cotizado)**, correspondientes principalmente a préstamos concedidos y recibidos por ADX y su principal accionista vía Excelsior Times, S.L.U.

A cierre de 2018, las partidas a cobrar y pagar con Excelsior Times, S.L.U ascienden a EUR 80Mn y EUR 14Mn, respectivamente. El importe total de saldos a cobrar y pagar con partes vinculadas asciende a EUR 93Mn y EUR 26Mn, respectivamente (importe neto de EUR 67,1Mn).

Gráfico 34. Saldos con empresas del Grupo fuera del perímetro cotizado (2018)



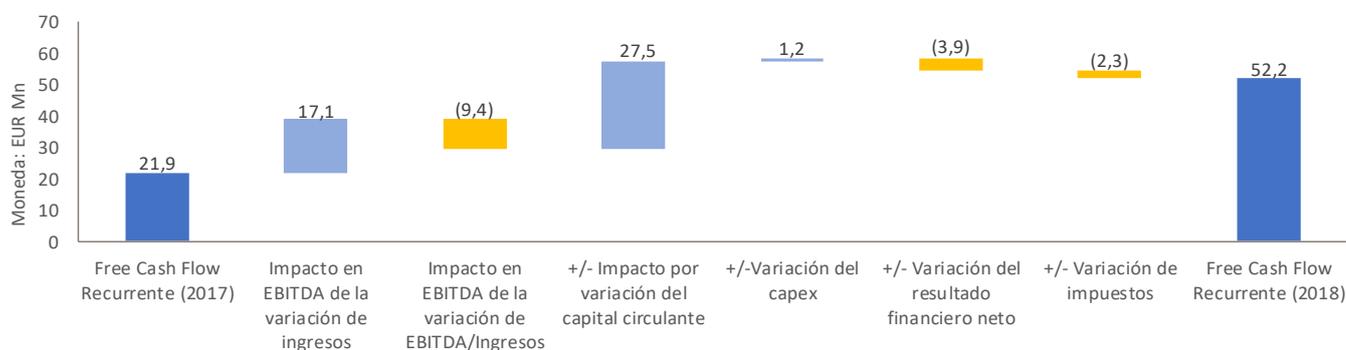
Anexo 1. Proyecciones financieras

Balance (EUR Mn)	2014	2015	2016	2017	2018	2019e	2020e	2021e		
Inmovilizado inmaterial			37,0	81,8	111,5	93,9	76,3	58,8		
Inmovilizado material			174,6	167,9	166,6	71,3	68,5	65,1		
Otros activos no corrientes			13,3	8,0	12,5	12,5	12,5	12,5		
Inmovilizado financiero			22,1	42,1	114,4	114,3	114,3	114,2		
Fondo de comercio y otros intangibles			4,1	98,5	138,6	138,6	138,6	138,6		
Activo circulante			89,8	140,5	161,6	189,4	206,6	221,3		
Total activo			340,8	538,9	705,2	620,0	616,7	610,4		
Patrimonio neto			63,3	71,9	120,9	134,6	157,7	184,5		
Minoritarios			0,0	13,1	33,3	35,1	38,4	42,1		
Provisiones y otros pasivos a LP			32,1	37,5	51,1	51,1	51,1	51,1		
Deuda financiera neta			181,0	299,8	333,6	224,5	190,7	150,7		
Pasivo circulante			64,5	116,5	166,4	174,7	178,9	182,0		
Total pasivo			340,9	538,9	705,2	620,0	616,7	610,4		
									TACC	
Cuenta de Resultados (EUR Mn)	2014	2015	2016	2017	2018	2019e	2020e	2021e	14-18	18-21e
Total Ingresos				675,6	986,9	1.086,6	1.139,3	1.175,7	<i>n.a.</i>	6,0%
<i>Cto.Total Ingresos</i>			<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	46,1%	10,1%	4,9%	3,2%		
Coste de ventas				(594,2)	(883,2)	(964,1)	(1.004,6)	(1.034,9)		
Margen Bruto			-	81,4	103,7	122,5	134,7	140,8	<i>n.a.</i>	10,7%
<i>Margen Bruto / Ingresos</i>			<i>n.a.</i>	12,1%	10,5%	11,3%	11,8%	12,0%		
Gastos de personal				(14,3)	(19,4)	(20,8)	(21,8)	(22,4)		
Otros costes de explotación				(29,9)	(39,5)	(42,0)	(43,0)	(44,1)		
EBITDA recurrente			-	37,1	44,8	59,7	69,9	74,3	<i>n.a.</i>	18,3%
<i>Cto.EBITDA recurrente</i>			<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	20,7%	33,2%	17,0%	6,3%		
<i>EBITDA rec. / Ingresos</i>			<i>n.a.</i>	5,5%	4,5%	5,5%	6,1%	6,3%		
Gastos de reestructuración				-	-	-	-	-		
Otros ingresos / gastos no recurrentes				-	-	-	-	-		
EBITDA			-	37,1	44,8	59,7	69,9	74,3	<i>n.a.</i>	18,3%
<i>Cto.EBITDA</i>			<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	20,7%	33,2%	17,0%	6,3%		
<i>EBITDA/Ingresos</i>			<i>n.a.</i>	5,5%	4,5%	5,5%	6,1%	6,3%		
Depreciación y provisiones				(8,0)	(14,1)	(12,7)	(10,8)	(11,4)		
Gastos capitalizados				-	-	-	-	-		
EBIT			-	29,1	30,7	47,0	59,0	62,8	<i>n.a.</i>	27,0%
<i>Cto.EBIT</i>			<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	5,5%	53,2%	25,5%	6,4%		
<i>EBIT / Ingresos</i>			<i>n.a.</i>	4,3%	3,1%	4,3%	5,2%	5,3%		
Impacto fondo de comercio y otros				(0,1)	-	-	-	-		
Resultado financiero neto				(12,6)	(16,5)	(15,5)	(12,8)	(11,4)		
Resultados por puesta en equivalencia				(0,1)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)		
Beneficio ordinario			-	16,3	14,1	31,5	46,2	51,4	<i>n.a.</i>	53,8%
<i>Cto.Beneficio ordinario</i>			<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	-13,1%	122,7%	46,8%	11,2%		
Extraordinarios				(10,5)	(2,4)	(13,2)	(13,2)	(13,2)		
Beneficio antes de impuestos			-	5,8	11,8	18,3	33,0	38,2	<i>n.a.</i>	48,1%
Impuestos				0,5	(1,8)	(2,8)	(6,6)	(7,6)		
<i>Tasa fiscal efectiva</i>			<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	15,1%	15,5%	20,0%	20,0%		
Minoritarios				2,0	(1,0)	(1,8)	(3,3)	(3,8)		
Actividades discontinuadas				-	-	-	-	-		
Beneficio neto			-	8,3	9,0	13,6	23,1	26,8	<i>n.a.</i>	43,8%
<i>Cto.Beneficio neto</i>			<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	8,7%	51,6%	69,7%	15,7%		
Beneficio ordinario neto			-	18,2	11,0	24,8	33,7	37,3	<i>n.a.</i>	50,2%
<i>Cto. Beneficio ordinario neto</i>			<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	-39,6%	125,1%	35,9%	10,8%		
									TACC	
Cash Flow (EUR Mn)	2014	2015	2016	2017	2018	2019e	2020e	2021e	14-18	18-21e
EBITDA recurrente						59,7	69,9	74,3	<i>n.a.</i>	18,3%
Var.capital circulante						(19,3)	(13,0)	(11,6)		
Cash Flow operativo recurrente						40,4	56,8	62,7	<i>n.a.</i>	-5,2%
CAPEX						(3,4)	(3,6)	(3,7)		
Rdo. Fin. Neto con impacto en Cash Flow						(15,5)	(12,8)	(11,4)		
Impuestos						(2,8)	(6,6)	(7,6)		
Free Cash Flow Recurrente						18,6	33,9	40,0	<i>n.a.</i>	-8,5%
Gastos de reestructuración y otros						-	-	-		
- Adquisiciones / + Desinversiones						90,4	-	-		
Extraordinarios con impacto en Cash Flow						-	-	-		
Free Cash Flow						109,0	33,9	40,0	<i>n.a.</i>	52,1%
Ampliaciones de capital						-	-	-		
Dividendos						-	-	-		
Variación de Deuda financiera neta						(109,0)	(33,9)	(40,0)		

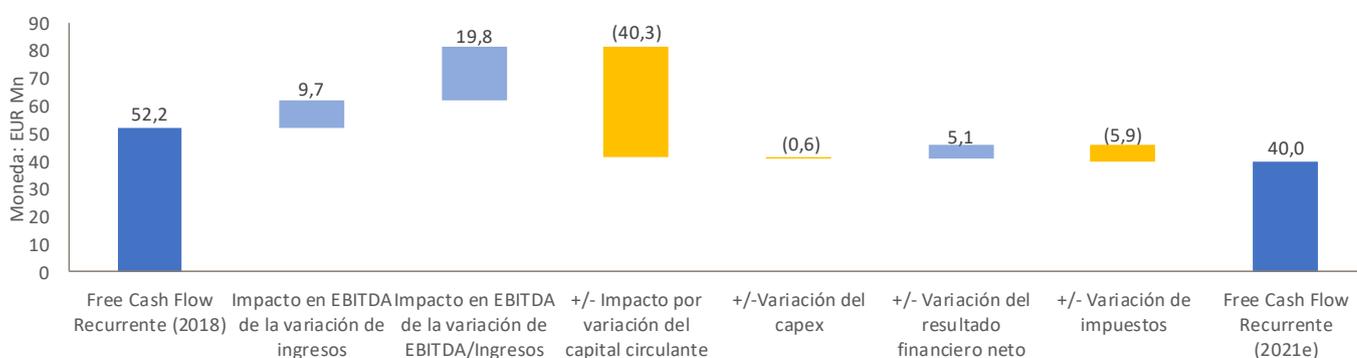
Anexo 2. Analítica del Free Cash Flow

A) Análisis del Free Cash Flow (Eur Mn)	2015	2016	2017	2018	2019e	2020e	2021e	TACC	
								15-18	18-21e
EBITDA recurrente			37,1	44,8	59,7	69,9	74,3	<i>n.a.</i>	18,3%
<i>Cto. EBITDA recurrente</i>			<i>n.a.</i>	<i>20,7%</i>	<i>33,2%</i>	<i>17,0%</i>	<i>6,3%</i>		
<i>EBITDA rec. / Ingresos</i>			<i>5,5%</i>	<i>4,5%</i>	<i>5,5%</i>	<i>6,1%</i>	<i>6,3%</i>		
+/- Var. Capital circulante			1,2	28,7	(19,3)	(13,0)	(11,6)		
= Cash Flow operativo recurrente			38,4	73,6	40,4	56,8	62,7	<i>n.a.</i>	-5,2%
<i>Cto. Cash Flow operativo recurrente</i>			<i>n.a.</i>	<i>91,8%</i>	<i>-45,1%</i>	<i>40,8%</i>	<i>10,3%</i>		
<i>Cash Flow operativo recurrente / Ingresos</i>			<i>5,7%</i>	<i>7,5%</i>	<i>3,7%</i>	<i>5,0%</i>	<i>5,3%</i>		
- CAPEX			(4,3)	(3,1)	(3,4)	(3,6)	(3,7)		
- Rdo. Financiero neto con impacto en Cash Flow			(12,6)	(16,5)	(15,5)	(12,8)	(11,4)		
- Impuestos			0,5	(1,8)	(2,8)	(6,6)	(7,6)		
= Free Cash Flow recurrente			21,9	52,2	18,6	33,9	40,0	<i>n.a.</i>	-8,5%
<i>Cto. Free Cash Flow recurrente</i>			<i>n.a.</i>	<i>138,2%</i>	<i>-64,3%</i>	<i>81,9%</i>	<i>18,1%</i>		
<i>Free Cash Flow recurrente / Ingresos</i>			<i>3,2%</i>	<i>5,3%</i>	<i>1,7%</i>	<i>3,0%</i>	<i>3,4%</i>		
- Gastos de reestructuración y otros			-	-	-	-	-		
- Adquisiciones / + Desinversiones			(10,0)	(40,8)	90,4	-	-		
+/- Extraordinarios con impacto en Cash Flow			-	-	-	-	-		
= Free Cash Flow			11,9	11,4	109,0	33,9	40,0	<i>n.a.</i>	52,1%
<i>Cto. Free Cash Flow</i>			<i>n.a.</i>	<i>-4,6%</i>	<i>860,2%</i>	<i>-68,9%</i>	<i>18,1%</i>		
<i>Free Cash Flow recurrente - Yield (s/Mkt Cap)</i>			<i>2,9%</i>	<i>7,0%</i>	<i>2,5%</i>	<i>4,5%</i>	<i>5,3%</i>		
<i>Free Cash Flow - Yield (s/Mkt Cap)</i>			<i>1,6%</i>	<i>1,5%</i>	<i>14,5%</i>	<i>4,5%</i>	<i>5,3%</i>		
B) Analítica de la variación anual del Free Cash Flow recurrente (Mn EUR)									
	2015	2016	2017	2018	2019e	2020e	2021e		
Free Cash Flow recurrente (Año -1)			-	21,9	52,2	18,6	33,9		
Impacto en EBITDA de la variación de ingresos			<i>n.a.</i>	17,1	4,5	2,9	2,2		
Impacto en EBITDA de la variación de EBITDA/Ingresos			<i>n.a.</i>	(9,4)	10,4	7,2	2,2		
= Variación EBITDA recurrente			<i>n.a.</i>	7,7	14,9	10,1	4,4		
+/- Impacto por variación del capital circulante				27,5	(48,1)	6,3	1,4		
= Variación del Cash Flow operativo recurrente			<i>n.a.</i>	35,2	(33,2)	16,5	5,9		
+/- Variación del CAPEX				1,2	(0,3)	(0,2)	(0,1)		
+/- Variación del resultado financiero neto				(3,9)	1,0	2,7	1,4		
+/- Variación de impuestos				(2,3)	(1,1)	(3,8)	(1,0)		
= Variación del Free Cash Flow recurrente			-	30,3	(33,5)	15,2	6,1		
Free Cash Flow Recurrente			-	52,2	18,6	33,9	40,0		
C) Análisis del "FCF to the Firm" (pre servicio de la deuda) (EUR Mn)									
	2015	2016	2017	2018	2019e	2020e	2021e	TACC	
EBIT			29,1	30,7	47,0	59,0	62,8	<i>n.a.</i>	27,0%
<i>* Tasa fiscal teórica</i>			<i>0,0%</i>	<i>15,1%</i>	<i>15,5%</i>	<i>20,0%</i>	<i>20,0%</i>		
= Impuestos implícitos (pre Resultado financiero neto)			-	(4,6)	(7,3)	(11,8)	(12,6)		
EBITDA recurrente			37,1	44,8	59,7	69,9	74,3	<i>n.a.</i>	18,3%
+/- Var. Capital circulante			1,2	28,7	(19,3)	(13,0)	(11,6)		
= Cash Flow operativo recurrente			38,4	73,6	40,4	56,8	62,7	<i>n.a.</i>	-5,2%
- CAPEX			(4,3)	(3,1)	(3,4)	(3,6)	(3,7)		
- Impuestos implícitos (pre Resultado financiero neto)			-	(4,6)	(7,3)	(11,8)	(12,6)		
= Free Cash Flow (To the Firm) recurrente			34,0	65,8	29,7	41,4	46,4	<i>n.a.</i>	-11,0%
<i>Cto. Free Cash Flow (To the Firm) Recurrente</i>			<i>n.a.</i>	<i>93,4%</i>	<i>-54,9%</i>	<i>39,7%</i>	<i>12,1%</i>		
<i>Free Cash Flow (To the Firm) recurrente / Ingresos</i>			<i>5,0%</i>	<i>6,7%</i>	<i>2,7%</i>	<i>3,6%</i>	<i>3,9%</i>		
- Adquisiciones / + Desinversiones			(10,0)	(40,8)	90,4	-	-		
+/- Extraordinarios con impacto en Cash Flow			-	-	-	-	-		
= Free Cash Flow "To the Firm"			24,0	25,0	120,1	41,4	46,4	<i>n.a.</i>	22,9%
<i>Cto. Free Cash Flow (To the Firm)</i>			<i>n.a.</i>	<i>4,1%</i>	<i>380,1%</i>	<i>-65,5%</i>	<i>12,1%</i>		
<i>Free Cash Flow (Recurrente) To the Firm - Yield (s/ EV)</i>			<i>3,5%</i>	<i>6,7%</i>	<i>3,0%</i>	<i>4,2%</i>	<i>4,7%</i>		
<i>Free Cash Flow To the Firm - Yield (s/EV)</i>			<i>2,4%</i>	<i>2,5%</i>	<i>12,2%</i>	<i>4,2%</i>	<i>4,7%</i>		

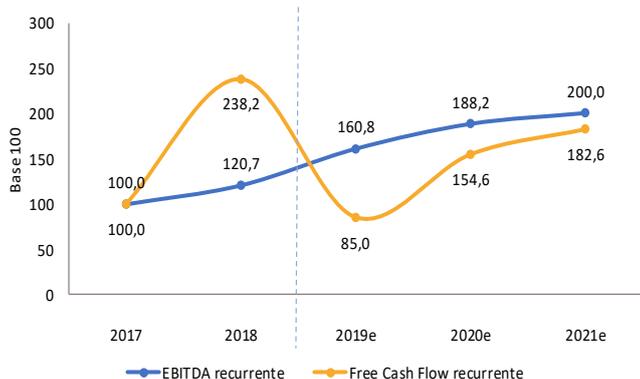
Análisis de la variación acumulada del Free Cash Flow Recurrente (2014 - 2018)



Análisis de la variación acumulada del Free Cash Flow Recurrente (2018 - 2021e)



Evolución del EBITDA recurrente vs Free Cash Flow recurrente



Comportamiento del precio de la acción vs EBITDA (12m forward)



Anexo 3. Detalle del cálculo del EV a fecha de este informe

	EUR Mn	Fuente
Mkt. Cap	749,8	23/09/2019
+ Minoritarios	29,0	Rdos. 6m
+Provisiones y otros pasivos a LP	35,1	Rdos. 6m
+ Deuda financiera neta	317,5	Rdos. 6m
- Inmovilizado financiero	124,7	Rdos. 6m
+/- Otros	(23,9)	Rdos. 6m
Enterprise Value (EV)	982,8	

Anexo 4. Comportamiento histórico ⁽¹⁾

Comportamiento histórico (EUR Mn)	Comportamiento histórico															TACC	
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019e	2020e	2021e	08 - 18	18-21e	
Total Ingresos	20,3	22,2	30,8	43,4	44,6	37,9	25,6	28,5	30,2	675,6	986,9	1.086,6	1.139,3	1.175,7	47,5%	6,0%	
Cto. Total ingresos	162,0%	9,2%	39,0%	40,9%	2,8%	-15,2%	-32,3%	11,1%	5,9%	2139,4%	46,1%	10,1%	4,9%	3,2%			
EBITDA	13,1	12,0	19,6	29,9	31,9	25,8	18,9	17,7	17,0	37,1	44,8	59,7	69,9	74,3	13,1%	18,3%	
Cto. EBITDA	178,1%	-8,7%	63,9%	52,5%	6,6%	-19,0%	-26,8%	-6,2%	-3,8%	117,9%	20,7%	33,2%	17,0%	6,3%			
EBITDA/Ingresos	64,6%	54,0%	63,7%	68,9%	71,4%	68,2%	73,7%	62,2%	56,5%	5,5%	4,5%	5,5%	6,1%	6,3%			
Beneficio neto	2,7	1,1	(49,7)	(109,9)	(78,4)	1,3	1,4	(13,0)	(31,7)	8,3	9,0	13,6	23,1	26,8	12,8%	43,8%	
Cto. Beneficio neto	16,4%	-59,3%	n.a.	121,4%	-28,7%	n.a.	11,6%	n.a.	144,3%	n.a.	8,7%	51,6%	69,7%	15,7%			
Nº Acciones Ajustado (Mn)	129,9	138,2	138,1	138,3	138,4	138,4	140,0	140,0	140,0	440,3	440,3	440,3	440,3	440,3			
BPA (EUR)	0,02	0,01	n.a.	n.a.	n.a.	0,01	0,01	n.a.	n.a.	0,02	0,02	0,03	0,05	0,06			
Cto. BPA	-50,0%	-61,7%	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	10,3%	n.a.	n.a.	n.a.	8,7%	51,6%	69,7%	15,7%			
BPA ord. (EUR)	0,02	0,01	n.a.	n.a.	n.a.	0,01	0,00	n.a.	n.a.	0,04	0,03	0,06	0,08	0,08			
Cto. BPA ord.	n.a.	-50,4%	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	-77,8%	n.a.	n.a.	n.a.	-39,6%	n.a.	35,9%	10,8%			
CAPEX	(93,6)	(24,3)	(103,1)	(24,6)	(16,4)	(5,3)	(15,6)	(34,9)	(0,8)	(4,3)	(3,1)	(3,4)	(3,6)	(3,7)			
CAPEX/Vtas % ¹	461,3%	109,7%	334,6%	56,6%	36,7%	14,0%	61,0%	122,7%	2,8%	0,6%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%			
Free Cash Flow	(89,4)	(12,2)	(86,6)	(10,8)	8,2	5,6	(6,8)	(29,9)	8,1	11,9	11,4	109,0	33,9	40,0	n.a.	52,1%	
DN/EBITDA (x) ²	9,3x	11,3x	11,3x	7,2x	5,7x	6,0x	8,0x	7,2x	6,9x	8,1x	7,4x	3,8x	2,7x	2,0x			
PER (x)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	42,3x	32,4x	n.a.	n.a.	23,4x	62,9x	55,0x	32,4x	28,0x			
EV/Vtas (x)	n.a.	n.a.	13,4x	7,6x	5,2x	5,6x	7,8x	6,3x	6,2x	0,2x	0,5x	0,9x	0,9x	0,8x			
EV/EBITDA (x) ²	34,1x	38,5x	21,0x	11,1x	7,3x	8,3x	10,6x	10,2x	11,0x	4,4x	10,8x	16,5x	14,1x	13,2x			
Comport. Absoluto	-55,8%	0,2%	-45,6%	-41,1%	-52,1%	14,7%	-15,4%	12,1%	35,1%	-12,0%	192,0%	32,5%					
Comport. Relativo vs Ibex 35	-27,0%	-22,8%	-34,1%	-32,2%	-49,8%	-5,5%	-18,4%	20,8%	37,9%	-18,1%	243,5%	24,5%					

Nota 1: Los múltiplos son históricos, calculados en base al precio y EV de final de cada ejercicio, salvo (en su caso) en el año en curso, en que se darían múltiplos a precios actuales. El comportamiento absoluto y relativo corresponde a cada ejercicio (1/1 a 31/12). La fuente, tanto de múltiplos históricos como de evolución de la cotización, es Thomson Reuters.

Nota 2: Todos los ratios y múltiplos sobre EBITDA, se refieren al EBITDA total (no al EBITDA recurrente).

Nota 3: En el 4T18 finaliza el proceso de fusión entre el negocio de generación (cotizado) y el de comercialización. Se incluyen cifras reexpresadas (pero no auditadas) para 2017 a efectos comparativos. Los datos históricos anteriores a 2017 corresponden exclusivamente al negocio de generación.

Anexo 5. Principales competidores 2019e

	EUR Mn	Integrated Utilities				Average	Renewable Energy			Audax Renovables
		Iberdrola	Endesa	Naturgy	EDP		Solaria	Solarpack	Scatec Solar	
Market data	Ticker (Reuters)	IBE.MC	ELE.MC	NTGY.MC	EDP.LS		SLRS.MC	SPK.MC	SSOL.OL	ADX.R.MC
	Country	Spain	Spain	Spain	Portugal		Spain	Spain	Norway	Spain
	Market cap	59.626,3	25.162,5	24.010,3	12.864,8	30.416,0	690,1	385,3	1.387,3	749,8
	Enterprise value (EV)	104.400,8	30.744,5	42.479,5	32.526,3	52.537,8	800,1	441,8	2.374,0	1.232,1
	Total Revenues	37.484,4	20.776,8	24.663,6	15.405,6	24.582,6	53,5	136,2	216,9	1.086,6
Basic financial information	Total Revenues growth	6,9%	2,9%	1,3%	0,8%	3,0%	58,3%	404,2%	86,7%	10,1%
	2y CAGR (2019e - 2021e)	3,3%	2,6%	1,8%	2,1%	2,4%	61,0%	3,9%	28,8%	4,0%
	EBITDA	9.692,3	3.658,0	4.562,2	3.575,9	5.372,1	43,7	42,5	177,4	59,7
	EBITDA growth	6,9%	3,1%	9,9%	26,7%	11,7%	53,1%	191,0%	109,5%	33,2%
	2y CAGR (2019e - 2021e)	7,5%	2,1%	2,3%	3,4%	3,8%	59,0%	33,7%	31,1%	11,5%
	EBITDA/Revenues	25,9%	17,6%	18,5%	23,2%	21,3%	81,7%	31,2%	81,8%	5,5%
	Net Profit	3.160,2	1.517,6	1.443,2	859,7	1.745,2	19,4	15,3	20,7	13,6
	Net Profit growth	-6,7%	6,4%	n.a.	-8,7%	-3,0%	-9,2%	175,8%	-9,1%	51,6%
	2y CAGR (2019e - 2021e)	8,4%	3,1%	3,2%	4,8%	4,9%	43,2%	17,0%	62,8%	40,1%
	Capex	6.925	1.865,9	1.897,6	1.866,9	3.138,8	238,8	294,9	629,5	3,4
	CAPEX/Sales %	18,5%	9,0%	7,7%	12,1%	11,8%	446,3%	216,5%	290,3%	0,3%
	Free Cash Flow	429,5	608,0	1.432,3	1.209,6	919,9	(238,5)	(141,5)	(618,4)	109,0
	Net financial debt	36.644,9	7.060,5	15.319,1	13.941,3	18.241,5	387,3	283,8	1.184,7	224,5
	ND/EBITDA (x)	3,8	1,9	3,4	3,9	3,2	8,9	6,7	6,7	3,8
	Outstanding Shares	6.710,3	1.057,5	997,7	3.634,6		116,7	4,3	109,1	440,3
Pay-out	79,4%	100,4%	94,9%	80,8%	91,6%	0,0%	0,0%	64,1%	0,0%	
Multiples and Ratios	P/E (x)	13,7	14,0	15,3	13,0	14,0	25,3	21,3	42,6	55,0
	P/BV (x)	1,5	2,8	2,3	1,4	2,0	3,6	2,4	7,4	5,6
	EV/Revenues (x)	2,8	1,5	1,7	2,1	2,0	15,0	3,2	10,9	1,1
	EV/EBITDA (x)	10,8	8,4	9,3	9,1	9,4	18,3	10,4	13,4	20,6
	ROE	8,5	16,8	12,3	9,0	11,6	11,2	5,6	3,9	10,7
	FCF Yield (%)	1,1	3,0	6,4	7,9	4,6	(34,7)	(43,9)	(38,0)	2,5
	DPS	0,4	1,4	1,4	0,2	0,8	-	-	0,1	-
	Price Close	9,4	23,7	24,3	3,5		5,5	11,6	12,2	1,7
Dvd Yield	4,0%	6,1%	5,6%	5,4%	5,3%	0,0%	0,0%	1,0%	0,0%	

Nota 1: Datos financieros, Múltiplos y Ratios basados en el consenso de mercado (Thomson Reuters). En el caso de la compañía analizada, estimaciones propias (Lighthouse).

Nota 2: Todos los ratios y múltiplos sobre EBITDA, se refieren al EBITDA total (no al EBITDA recurrente).

INFORMACIÓN LEGAL IMPORTANTE SOBRE ESTE INFORME

LIGHTHOUSE

Lighthouse es un proyecto de IEAF Servicios de Análisis S.L.U. Lighthouse es un proyecto de análisis plenamente financiado por Bolsas y Mercados Españoles S.A. Lighthouse persigue mejorar la cobertura de análisis de los "valores huérfanos" del mercado español: aquellos que carecen de una cobertura real y continuada de análisis. Los informes de Lighthouse no incluirán ni valoración ni precio objetivo. Lighthouse no persigue asesorar en materia de inversión a ninguna persona física o jurídica. Por este motivo, Lighthouse no dará ninguna recomendación personalizada de inversión de ninguno de los valores que analice.

IEAF Servicios de Análisis S.L.U. es una sociedad de nacionalidad española, cuyo objeto social es

1º) La prestación de servicios de información y análisis financiero de los valores emitidos por todo tipo de personas jurídicas que cotizan en los mercados secundarios oficiales, y específicamente de aquellos valores que no son objeto recurrente de información y análisis por los analistas financieros que intervienen en los mercados.

2º) La prestación de los servicios de publicidad y actualización de los referidos informes y análisis financieros, así como la monitorización y seguimiento de los valores objeto de información y análisis.

3º) La realización de estudios y proyectos dirigidos a proponer e implantar medidas tendentes a mejorar la información y análisis financieros de los valores que cotizan en los mercados secundarios oficiales.

IEAF Servicios de Análisis S.L.U. es una sociedad cuyo socio único es el Instituto Español de Analistas Financieros (IEAF), asociación profesional sin ánimo de lucro.

DISCLAIMER

El Instituto Español de Analistas Financieros (IEAF) certifica que todo Analista de IEAF Servicios de Análisis S.L.U. cuyo nombre figure como Autor de este informe, expresa opiniones que reflejan su opinión personal e independiente sobre la compañía analizada. Sin que estas impliquen, ni directa ni indirectamente una recomendación personalizada de la compañía analizada a efectos de constituir un asesoramiento en materia de inversión. El informe se basa en la elaboración de proyecciones financieras detalladas a partir de información pública y siguiendo la metodología de análisis fundamental tradicional (no tratándose, por tanto de un informe de análisis técnico ni cuantitativo). Para la metodología de análisis empleada en la redacción de este informe, por favor, contacte directamente con el analista, cuyos datos de contacto figuran en la portada de este informe.

El informe incluye información básica de los principales parámetros a utilizar por un inversor a la hora de realizar por sí mismo una valoración (sea por descuento de flujos o por múltiplos). Dichos parámetros son la opinión o estimación personal del analista. La persona que reciba este informe deberá aplicar su propio juicio a la hora de utilizar dichos parámetros. Y deberá considerarlos un elemento más en su proceso de decisión en materia de inversión. Esos parámetros no constituyen una recomendación personalizada de inversión.

Normas de confidencialidad y conflictos de interés

Ninguna de las siguientes normas (12) de confidencialidad y conflictos de interés son de aplicación a este informe:

1. El presente informe es un análisis no independiente al estar realizado por encargo de la compañía analizada (emisor).
2. En los últimos 12 meses, el Instituto Español de Analistas Financieros o su filial, IEAF Servicios de Análisis S.L.U., han tenido mandatos de Finanzas Corporativas o bien han gestionado o cogestionado una oferta pública de los valores del emisor, o bien recibido de dicho emisor una remuneración por los servicios de Finanzas Corporativas, que excluyen los servicios de corredor por unos honorarios anticipados.
3. El Instituto Español de Analistas Financieros o su filial, IEAF Servicios de Análisis S.L.U., espera recibir o pretende obtener en los próximos 6 meses una remuneración por los servicios de Finanzas Corporativas prestados a esta empresa, que excluyen los servicios de corredor por unos honorarios anticipados.
4. El Analista de Inversiones o un miembro del Departamento de Análisis o que viva en su casa tiene una posición larga en las acciones o los derivados del emisor correspondiente.
5. El Analista de Inversiones o un miembro del Departamento de Análisis o que viva en su casa tiene una posición corta en las acciones o los derivados del emisor correspondiente.
6. A la fecha de producción, el Instituto Español de Analistas Financieros o su filial, IEAF Servicios de Análisis S.L.U. tenían una posición larga superior al 0,5% del Capital del emisor.
7. A la fecha de producción, el Instituto Español de Analistas Financieros o su filial, IEAF Servicios de Análisis S.L.U. tenían una posición corta superior al 0,5% del Capital del emisor.
8. Al fin del mes inmediatamente anterior a la publicación de este informe, o del mes previo si el informe se publica en los diez días siguientes al final del mes, la compañía analizada (el emisor) o cualquiera de sus filiales., poseían el 5% o más de cualquier clase de valores de renta variable del Instituto Español de Analistas Financieros o su filial, IEAF Servicios de Análisis S.L.U.
9. Un alto directivo o ejecutivo del Instituto Español de Analistas Financieros o su filial, IEAF Servicios de Análisis S.L.U., o bien un miembro de su departamento es directivo, ejecutivo, asesor o miembro del Consejo de Administración del emisor y/o una de sus subsidiarias.
10. El Instituto Español de Analistas Financieros o su filial, IEAF Servicios de Análisis S.L.U., actúa en calidad de corredor del Emisor por los honorarios anticipados correspondientes.
11. El contenido de este informe ha sido revisado por el emisor con anterioridad a su publicación.
12. El emisor ha realizado cambios en el contenido del informe antes de su distribución.

Los Analistas de Inversiones que han elaborado el presente Análisis de Inversiones son empleados de IEAF Servicios de Análisis S.L.U. Dichos analistas han recibido (o recibirán) una remuneración en función de los beneficios generales de IEAF Servicios de Análisis S.L.U. Para obtener una copia del Código de Conducta de IEAF Servicios de Análisis S.L.U. (para la Gestión de Conflictos de Interés en el departamento de Análisis), contacte por correo electrónico con secretaria@ieaf.es o consulte el contenido de este Código en www.ieaf.es.

IEAF Servicios de Análisis está remunerado por Bolsas y Mercados Españoles, S.A. para la redacción de este informe. Este informe debe considerarse solo un elemento más en la toma de decisiones de inversión.

Un informe emitido por IEAF Servicios de Análisis S.L.U.

Todos los derechos reservados. Queda prohibido su uso o distribución no autorizados. Este documento ha sido elaborado y distribuido, según lo establecido en la MiFID II, por IEAF Servicios de Análisis S.L.U. Su actividad empresarial está regulada por la CNMV. La información y las opiniones expresadas en este documento no constituyen ni pretenden constituir una oferta o la solicitud de una oferta para la compra o la venta de los valores referidos (es decir, los valores mencionados en el presente y los warrants, opciones, derechos o intereses relacionados con estos). La información y las opiniones contenidas en este documento están basadas en informaciones de carácter público y en fuentes consideradas fiables por IEAF Servicios de Análisis S.L.U., pero no se ofrece ninguna garantía en cuanto a su precisión o integridad. Todos los comentarios y las estimaciones facilitadas reflejan únicamente la opinión de IEAF Servicios de Análisis S.L.U. y no ofrecen ninguna garantía implícita o explícita. Todas las opiniones expresadas están sujetas a cambio sin previo aviso. En el presente documento no se tienen en cuenta los objetivos de inversión concretos, el estado financiero, la actitud frente al riesgo ni otras cuestiones específicas de la persona que reciba este documento, de modo que ésta deberá aplicar su juicio al respecto. Ni el Instituto Español de Analistas Financieros ni su filial, IEAF Servicios de Análisis S.L.U., asumen responsabilidad

alguna por las pérdidas directas o indirectas derivadas del uso de los análisis publicados, salvo en caso de conducta negligente por parte de IEAF Servicios de Análisis S.L.U. La información contenida en este informe se aprueba para su distribución a clientes profesionales, contrapartes elegibles y asesores profesionales, no a clientes particulares o minoristas. Se prohíbe su reproducción, distribución o publicación para cualquier fin sin la autorización por escrito de IEAF Servicios de Análisis S.L.U. El Instituto Español de Analistas Financieros (IEAF) y/o su filial IEAF Servicios de Análisis S.L.U., sus empleados y directivos, pueden tener una posición (larga o corta) en una inversión sabiendo que ese emisor será objeto de análisis y que ese análisis se distribuirá a inversores institucionales. Cualquier información adicional sobre el contenido de este informe se remitirá previa solicitud. IEAF Servicios de Análisis tiene como objetivo la publicación de (al menos) un informe o nota trimestral de actualización de la compañía analizada.

Estados Unidos. IEAF Servicios de Análisis S.L.U. no está inscrito en Estados Unidos y, por lo tanto, no está sujeto a la normativa de dicho país sobre la elaboración de análisis y la independencia de los analistas. Este informe se distribuirá únicamente a los principales inversores institucionales de EE.UU., con arreglo a la exención de inscripción estipulada por la Normativa 15a-6 de la Ley del Mercados de Valores de Estados Unidos de 1934, en su versión emendada (la "Exchange Act") y en las interpretaciones de ésta realizadas por la Comisión de Valores de EE.UU. ("SEC").

Principales inversores institucionales de EE.UU. Este informe se distribuirá a los "Principales inversores institucionales de EE.UU." según la definición de la Normativa 15a-6 de la Comisión del Mercado de Valores de Estados Unidos y de la Ley del Mercado de Valores de EE.UU. de 1934.

Histórico de recomendaciones

Fecha Informe	Recomendación	Precio (EUR)	P. Objetivo (EUR)	Plazo validez	Motivo informe	Analista
24-Sep-2019	n.a.	1,70	n.a.	n.a.	Inicio de cobertura	David López Sánchez