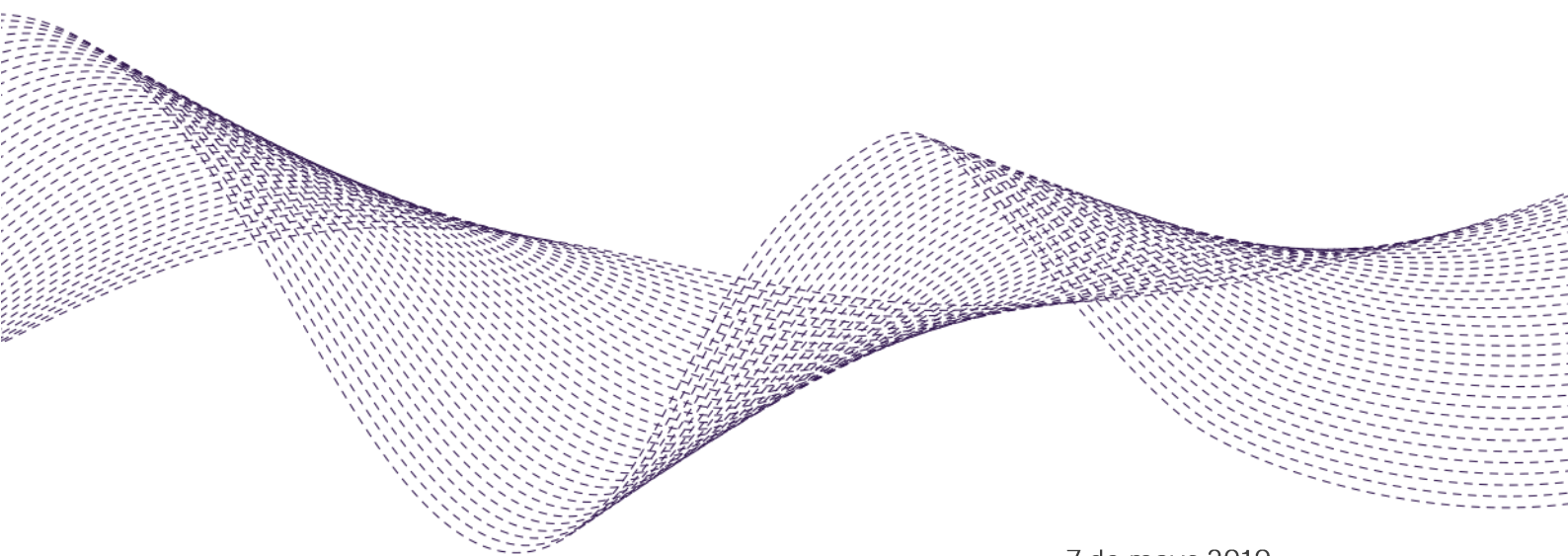


Informe de Actividad

— Segundo trimestre año fiscal 2019

Resultados enero-marzo 2019



7 de mayo 2019

Contenidos

Introducción.....	3
— Principales magnitudes consolidadas 2T 19	3
Mercados y pedidos.....	4
Principales magnitudes del desempeño económico-financiero.....	8
Aerogeneradores	11
Servicios de Operación y Mantenimiento.....	12
Perspectivas	13
Perspectivas globales a largo plazo.....	13
Actualización trimestral de demanda a corto y medio plazo.....	15
Resumen de los principales eventos relacionados con la energía eólica 2T 19.....	17
Guías 2019	20
Conclusiones	21
Anexo	23
Estados Financieros Octubre 2018 - Marzo 2019.....	23
Medidas Alternativas de Rendimiento	27

Introducción

El año 2019 comienza con un mercado energético que continúa su transición hacia un modelo asequible, fiable y sostenible, en el que las energías renovables juegan un papel fundamental gracias a su creciente competitividad. En este entorno de demanda creciente con precios competitivos, Siemens Gamesa Renewable Energy¹ cierra el segundo trimestre del ejercicio fiscal 2019 (FY 19) con un crecimiento de ventas de un 7% a/a y un margen EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración de 7,5%. Ambos parámetros están en línea con las guías anuales presentadas para 2019, dentro de un ejercicio con niveles de actividad prevista altos y concentrados, en el caso de Onshore, en la última parte del año.

El libro de pedidos se sitúa en 23.579 M€ a 31 de marzo de 2019, proporcionando una cobertura del nivel medio de ventas propuesto para FY 19 de un 96%² y de un 100% del límite inferior. La entrada de pedidos asciende a 2.466 M€ en el segundo trimestre de 2019 (2T 19), impulsada por la actividad comercial en Servicios cuya entrada de pedidos crece un 11% año a año. La reducción anual en la entrada de pedidos del grupo en 2T refleja una comparativa difícil en Onshore, área que obtuvo un volumen récord en 2T 18 (2,5 GW). La entrada de pedidos en los últimos doce meses (LTM) asciende a 10.924 M€, 8% por encima de los pedidos de los últimos doce meses a marzo 2018.

Las ventas del grupo en 2T 19 ascienden a 2.389 M€ (+7% a/a) y el EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración a 178 M€ (-6% a/a). El crecimiento de las ventas se apoya en la alta actividad de Offshore y de Servicios, que compensan la ligera reducción de ventas en Onshore, cuyo crecimiento se concentra en la última parte del ejercicio. El desempeño a nivel de EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración refleja, principalmente, el impacto de precios decrecientes en el libro de pedidos a comienzo del trimestre, compensado parcialmente por las mejoras de productividad, sinergias y costes fijos

procedentes del programa de transformación de L3AD2020 y por el mayor volumen de actividad en Offshore y Servicios.

El trimestre se cierra con una posición de deuda neta en balance de 118 M€, 5 M€ por encima de la posición de deuda neta del segundo trimestre de 2018 y 733 M€ por debajo de la posición de caja neta a cierre del ejercicio anterior (FY 18). La variación en la posición de caja neta desde final de año (FY 18) es el resultado de la inversión en capital circulante necesaria para acometer el significativo aumento de actividad previsto para el ejercicio 2019. En este sentido, el capital circulante aumenta 753 M€ desde el final del ejercicio 2018, quedando en una posición positiva de 211 M€, equivalente a una ratio sobre ventas de los últimos doce meses de 2,2%.

En el área de producto, tras presentar a mercado el aerogenerador Offshore SG 10.0-193 DD en enero de 2019, Siemens Gamesa presenta la nueva plataforma Onshore con los aerogeneradores SG 5.8-155 y SG 5.8-170 en abril de 2019, el mayor rotor en el mercado. Los nuevos aerogeneradores proporcionan un aumento de producción energética anual (Annual Energy Production o AEP) de un 20% y un 32%, respectivamente, comparado con el aerogenerador SG 4.5-145.

Durante el segundo trimestre se celebra la Junta General de Accionistas en la que se aprueba la distribución de un dividendo por acción de 0,026 €, que se ha pagado el 4 de abril de 2019.

Principales magnitudes consolidadas 2T 19

- Ventas: 2.389 M€ (+7% a/a)
- EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración³: 178 M€ (-6% a/a)

¹ Siemens Gamesa Renewable Energy (Siemens Gamesa) es el resultado de la fusión de la división de energía eólica de Siemens AG, Siemens Wind Power, y Gamesa Corporación Tecnológica (Gamesa). El grupo se dedica al desarrollo, fabricación y venta de aerogeneradores (actividad de Aerogeneradores) y a la prestación de servicios de operación y mantenimiento (actividad de Servicios).

² Cobertura de ventas: total de pedidos en firme (€) recibidos hasta marzo 19 para actividad año fiscal 2019 -incluyendo la parte

ejecutada en el primer semestre de 19 (1S 19) / punto medio de la guía de ventas comunicadas a mercado para año fiscal 2019 (entre 10.000 M€ y 11.000 M€).

³ El EBIT pre PPA, costes de integración y reestructuración excluye el impacto de costes de integración y reestructuración por importe de 22 M€ y el impacto de la amortización del valor razonable del inmovilizado inmaterial procedente del PPA (Purchase Price Allocation) por importe de 66 M€.

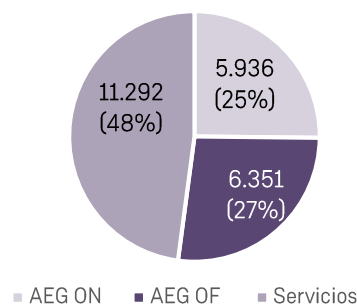
- Beneficio neto pre PPA, costes de integración y reestructuración⁴: 113 M€ (-15% a/a)
- Beneficio neto: 49 M€ (+40% a/a)
- Caja (deuda) financiera neta (DFN⁵): -118 M€
- MWe vendidos: 2.383 MWe (+30% a/a)
- Cartera de pedidos: 23.579 M€ (+7% a/a)
- Entrada de pedidos en firme: 2.466 M€ (-19% a/a)
- Entrada de pedidos en firme últimos doce meses: 10.924 M€ (+8% a/a)
- Entrada de pedidos AEG (MW): 2.206 (-21% a/a)
- Entrada de pedidos en firme en AEG en los últimos 12 meses: 10.246 MW (+10% a/a)
- Flota instalada: 92.940 MW
- Flota en mantenimiento: 56.875 MW

Mercados y pedidos

En un mercado con demanda creciente, la solidez de la actividad comercial continúa siendo una característica del desempeño de la compañía. Durante los últimos doce meses, Siemens Gamesa ha firmado pedidos por un importe total de 10.924 M€ (+8% a/a) terminando el segundo trimestre del año fiscal 2019 con una cartera de pedidos de 23.579 M€ (+7% a/a) y una cobertura de ventas promedio estimadas para 2019 de un 96%⁶.

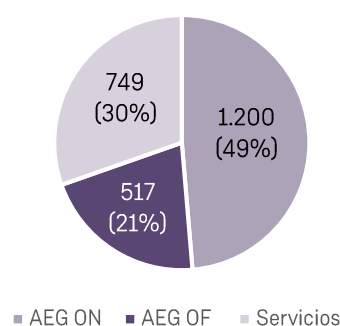
El 48% del libro de pedidos, 11.292 M€, corresponde a la actividad de Servicios, con niveles de rentabilidad superiores y que crece c. 7% año a año. El libro de pedidos de la actividad de Aerogeneradores se divide en 6.351 M€ de pedidos Offshore (-10% a/a) y 5.936 M€ de pedidos Onshore (+34% a/a).

Ilustración 1: Cartera de pedidos a 31.03.19 (M€)



Durante 2T 19 la entrada de pedidos alcanza un importe de 2.466 M€ impulsada por la fortaleza de Servicios con 749 M€, +11% a/a. La comparativa anual para el grupo, -19% a/a, refleja una entrada de pedidos récord en Onshore en 2T 18 (2,5 GW). La entrada de pedidos del grupo en 2T 19 equivale a una ratio “Book-to-Bill”⁷ de 1 vez las ventas del trimestre. Esta ratio refleja la combinación de un nivel alto de actividad de ventas en Offshore con la volatilidad que caracteriza la entrada de pedidos en firme en dicho mercado (“Book-to-Bill” de 0,6 veces) compensada por el fuerte crecimiento de la entrada de pedidos en Servicios (ratio “Book-to-Bill” de 2,3 veces).

Ilustración 2: Entrada de pedidos 2T 19 (M€):



⁴El beneficio neto pre PPA, costes de integración y reestructuración excluye en total 64 M€ de costes de integración y reestructuración y del impacto de la amortización del valor razonable del inmovilizado inmaterial procedente del PPA (Purchase Price Allocation), netos de impuestos.

⁵Caja/(Deuda) financiera neta se define como las partidas de caja y equivalentes menos deuda financiera a largo plazo y a corto plazo.

⁶Cobertura de ventas: total de pedidos en firme (€) recibidos hasta marzo 19 para actividad año fiscal 2019 -incluyendo la parte ejecutada en 1S 19- / punto medio de la guía de ventas comunicadas a mercado para año fiscal 2019 (entre 10.000 M€ y 11.000 M€).

⁷ Book-to-Bill (MW o €): entrada de pedidos en MW/€ entre actividad de ventas en MWe o en € respectivamente (aplicable a nivel de grupo, de unidad de negocio o de segmento de actividad).

La intensificación de la actividad comercial en Servicios se esperaba desde comienzo del ejercicio, tras un primer trimestre más débil en contratación. En este sentido cabe destacar la entrada del contrato de mantenimiento Offshore de SeaMade (17 años) y la renovación del mantenimiento de 255 MW con Glennmont Partners en Italia por 10 años.

La actividad comercial Offshore, con firmas por un importe de 517 M€, refleja la entrada del contrato de suministro para el parque eólico marino SeaMade en Bélgica, 58 SG 8.0-167 DD. SeaMade es un proyecto que combina los parques de Mermaid y Seastar. Dentro del segmento Offshore pero fuera del alcance de 2T 19 cabe destacar dos acontecimientos que se han producido durante el mes de abril y confirman el liderazgo de la compañía en el segmento:

- Eolien Maritime France ha seleccionado a Siemens Gamesa (SWT-7.0-154 DD) como suministrador preferente de casi 1 GW de proyectos Offshore en Francia. El acuerdo preferente incluye el mantenimiento durante 15 años. Los contratos fueron adjudicados en la primera subasta Offshore en Francia (2012).
- Vattenfall participará en la subasta de Hollandse Kust Zuid III & IV con el nuevo aerogenerador marino SG 10.0-193 DD.

La recuperación de la actividad comercial Onshore, principal palanca del crecimiento del libro de pedidos, se produce dentro de un mercado eólico global en crecimiento. Este crecimiento refleja el papel cada vez más relevante que las energías renovables juegan dentro de la transición hacia un nuevo sistema energético, gracias a su competitividad, y se apoya especialmente en la fortaleza del mercado estadounidense y en la reactivación, a partir del ejercicio fiscal 2017, de mercados eólicos importantes como son los mercados indio, sudafricano, brasileño o español. Dentro de este entorno de mercado en crecimiento, el aumento del volumen de contratación refleja la solidez del posicionamiento competitivo de la compañía que ha permitido capturar 6.159 M€ (8.402 MW) en pedidos en firme en los últimos doce meses, equivalente a una ratio "Book-to-Bill" de 1,3 veces las ventas del periodo. En el segundo trimestre de 2019, se han firmado 1.200 M€ (1.742

MW) un 35% menos que en el segundo trimestre de 2018, trimestre en el que se alcanza un récord histórico de volumen de contratación.

Ilustración 3: Entrada de pedidos (M€) AEG ON LTM (%)

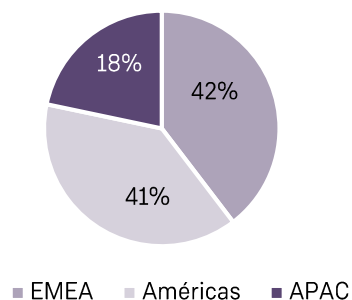
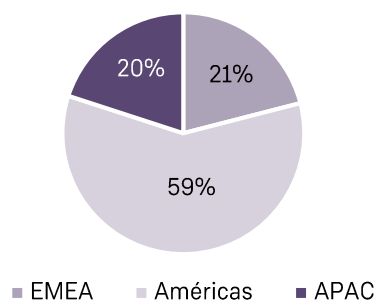


Ilustración 4: Entrada de pedidos (M€) AEG ON 2T 19 (%)



Dentro de los 25 países que han contribuido a la firma de contratos en los últimos doce meses, EE. UU. e India, son los dos mercados más importantes para la compañía, con una contribución al total del volumen (MW) de pedidos de un 28% y un 12% respectivamente, seguidos por España y Brasil, con un 11% cada uno. En 2T 19, EE. UU., China y Canadá son los principales contribuyentes a la entrada de pedidos con un 70% del volumen total de pedidos firmado (44%, 15% y 11% respectivamente).

Tabla 1: Entrada de pedidos AEG ON (MW)

Entrada de pedidos AEG ON (MW)	LTM	2T 19
Américas	3.713	1.035
EE. UU.	2.313	762
Brasil	928	80
México	278	0
EMEA	3.232	308
España	964	38
APAC	1.458	399
India	1.020	68
China	338	267
Total (MW)	8.402	1.742

Dentro de la actividad comercial del segundo trimestre del año fiscal 2019 cabe destacar el volumen de pedidos firmado para el aerogenerador SG 4.5-145: 626 MW, un 36% del volumen total firmado en Onshore. El modelo SG 4.5-145 ofrece una potencia flexible que comprende desde 4.2 MW a 4.8 MW dependiendo de las condiciones del emplazamiento y un rotor de 145 metros de diámetro. Su diseño, óptimo para vientos medios, maximiza la productividad energética con bajos niveles de emisión de ruido.

Finalmente, hay que destacar la reactivación de la actividad comercial en Canadá con la firma de un pedido de 193 MW.

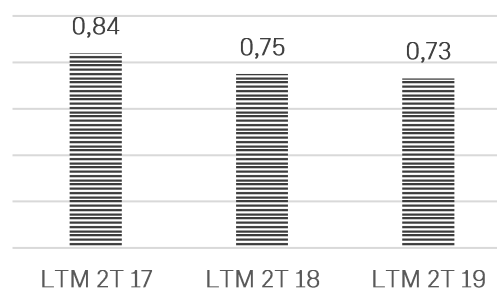
Tabla 2: Entrada de Pedidos (M€)

Entrada de Pedidos (M€)	1T 18	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	2T 19
AEG	2.313	2.367	2.704	2.093	2.195	1.717
Onshore	1.688	1.834	1.175	1.985	1.799	1.200
Offshore	625	533	1.529	108	396	517
Servicios	599	676	588	531	346	749
Total Grupo	2.912	3.043	3.292	2.625	2.541	2.466

La transición hacia sistemas energéticos asequibles, fiables y sostenibles, no ha venido acompañada solamente por un aumento de las perspectivas de demanda de instalaciones renovables sino también por una exigencia de mayor competitividad en la cadena de suministro: aerogeneradores más productivos y a mejor precio. La introducción de subastas como mecanismos de asignación de capacidad o producción renovable en los mercados eléctricos, la presión de fuentes renovables alternativas a la energía eólica y la propia presión competitiva entre los fabricantes de aerogeneradores, han sido las principales palancas impulsoras de la caída de precios.

Esta reducción en los precios que se hizo especialmente visible tras la puesta en marcha de las primeras subastas en México, India, o España durante 2016 y 2017, se ha ido estabilizando desde comienzos del ejercicio fiscal 2018 y ha continuado haciéndolo en 1S 19.

Ilustración 5: Precio medio de venta - entrada de pedidos Onshore (M€/MW)⁸



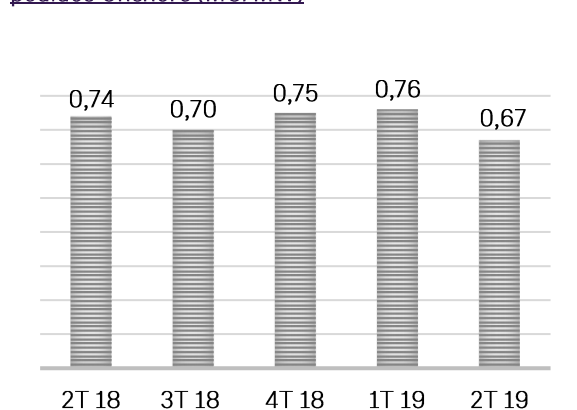
De esta forma, en el mercado de aerogeneradores, se ha pasado de las reducciones iniciales: alto dígito único/bajo doble dígito, a reducciones de bajo dígito único (<5%) similares a la reducción de precios histórica, asociada a las mejoras de productividad en la cadena de fabricación.

El precio medio de venta en 2T 19 refleja el impacto del mix geográfico y el aumento de la contribución de pedidos procedentes de China (15% del volumen

⁸ LTM 2T 17 y LTM 2T 18 son datos proforma.

de pedidos Onshore del trimestre) donde el alcance del producto, y por tanto el precio de venta, es menor. El precio medio de venta excluyendo el impacto de los pedidos de China asciende a 0,72 M€/MW⁹.

Ilustración 6: Precio medio de venta – entrada de pedidos Onshore (M€/MW)



⁹ El ASP de pedidos AEG ON exc. China en 2T 19: (entrada total de pedidos AEG ON excluyendo solar (1.167 M€) en 2T 19 - entrada de pedidos AEG ON China excluyendo solar (110 M€) en 2T 19) / (Volumen entrada de pedidos AEG ON excluyendo solar (1.742

MW) en 2T 19 - volumen entrada de pedidos AEG ON procedentes de China excluyendo solar (267 MW) en 2T 19).

Principales magnitudes del desempeño económico-financiero

En la siguiente tabla se recogen las principales magnitudes económico-financieras del segundo trimestre (enero-marzo) de los ejercicios fiscales 2018 y 2019 y las del primer semestre (octubre-marzo) de 2019 y su variación con respecto a las del primer semestre de 2018.

Tabla 3: Principales magnitudes del desempeño económico-financiero

M€	2T 18	2T 19	Var. a/a	1S 19	Var. a/a
Ventas del Grupo	2.242	2.389	7%	4.651	6%
AEG	1.973	2.060	4%	3.964	4%
Servicios	268	330	23%	687	24%
Volumen AEG (MWe)	1.830	2.383	30%	4.513	18%
Onshore	1.397	1.707	22%	3.228	6%
Offshore	432	676	56%	1.285	65%
EBIT pre PPA y costes de I&R	189	178	-6%	316	-2%
Margen EBIT pre PPA y costes de I&R	8,4%	7,5%	-1,0 p.p.	6,8%	-0,6 p.p.
Margen EBIT AEG pre PPA y costes de I&R	6,5%	5,1%	-1,4 p.p.	3,9%	-1,2 p.p.
Margen EBIT Servicios pre PPA y costes de I&R	22,3%	22,0%	-0,3 p.p.	23,2%	0,9 p.p.
Amortización de PPA ¹	75	66	-11%	133	-16%
Costes de integración y reestructuración	61	22	-64%	54	-29%
EBIT reportado	54	90	68%	130	46%
Resultado del ejercicio atribuible a los accionistas de SGRE	35	49	40%	67	NA
Resultado del ejercicio por acción de los accionistas de SGRE ²	0,05	0,07	40%	0,10	NA
CAPEX	84	108	25	189	23
CAPEX/ventas (%)	3,7%	4,5%	0,8 p.p.	4,1%	0,3 p.p.
Capital circulante	291	211	-80	211	-80
Capital circulante/ventas LTM (%)	3,1%	2,2%	-0,9 p.p.	2,2%	-0,9 p.p.
(Deuda)/Caja neta	-112	-118	-5	-118	-5
(Deuda) neta/EBITDA LTM	-0,16	-0,13	0,03	-0,13	0,03

1. Impacto del PPA (Purchase Price Allocation: distribución del precio de adquisición) en la amortización del valor de los intangibles.
2. Promedio ponderado de acciones en circulación en el periodo usado para el cálculo del beneficio neto por acción: 2T 18: 679.448.800; 2T 19: 679.481.656, y 679.465.922 en 1S 19.

El desempeño económico financiero del grupo durante el segundo trimestre está en línea con las guías comunicadas para FY 19, dentro de un ejercicio con una planificación de la actividad Onshore muy concentrada en el último trimestre del año.

Las ventas del grupo han ascendido a 2.389 M€, un 7% por encima de las ventas alcanzadas en el

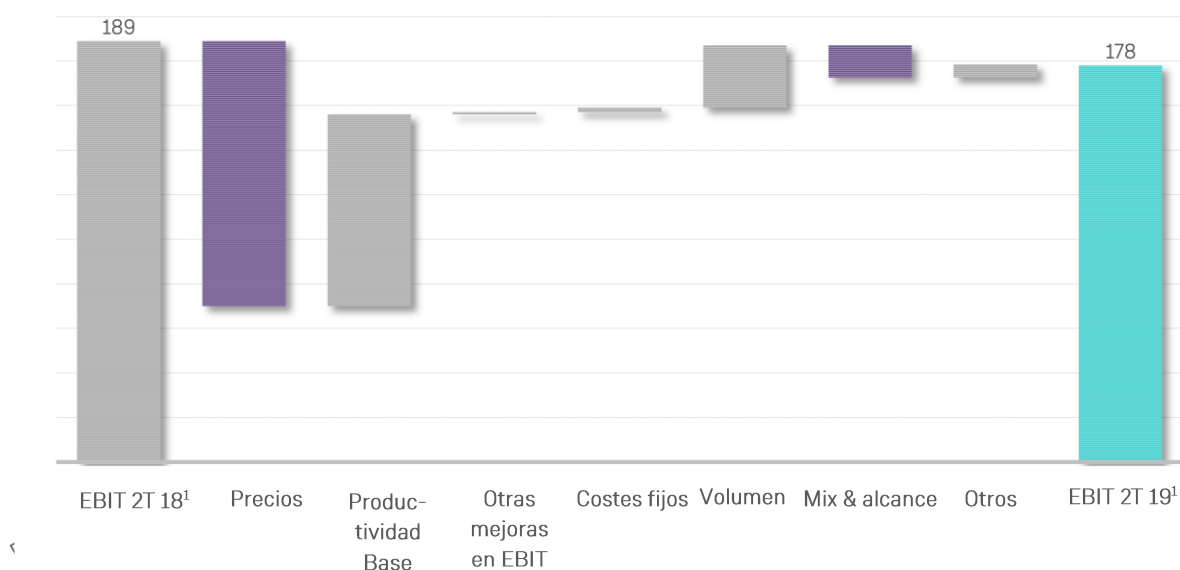
segundo trimestre del ejercicio anterior. El EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración decrece un 6% año a año, hasta alcanzar 178 M€, equivalente a un margen EBIT pre PPA y costes de I&R sobre ventas de un 7,5%, 1,0 p.p. inferior al margen del 2T 18.

La evolución del EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración del grupo refleja el impacto de los siguientes factores:

(-) La reducción de precios incorporada en el libro de pedidos a comienzo del ejercicio que continúa siendo el principal lastre en la evolución de la rentabilidad del grupo.

(+) Las mejoras de productividad y costes fijos procedentes del programa L3AD2020 que compensan en gran medida, pero no en su totalidad, la reducción de precios. A los ahorros procedentes del módulo de transformación de L3AD2020 se une el impacto positivo del alto volumen de ventas de Offshore y Servicios, que crecen un 17% y un 23% a/a respectivamente en el segundo trimestre.

Ilustración 7: Evolución EBIT pre PPA y costes de I&R (M€)



1. EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración (I&R).

La variación trimestral se ha visto impactada también por:

(+) el impacto positivo de la mejora de producto y de desempeño de la flota en el nivel de provisiones,

(-) la no recurrencia del impacto positivo de la reversión parcial de la provisión por deterioro de inventarios de 2017 y de un derivado de moneda extranjera en 2T 18.

Durante el segundo trimestre la debilidad del rendimiento operativo de Onshore se ve compensado de nuevo por el fuerte desempeño de Offshore en AEG.

El impacto del PPA en la amortización de intangibles ha ascendido a 66 M€ en el segundo trimestre (75 M€ en 2T 18) y los costes de integración y

reestructuración a 22 M€ en el mismo periodo (61 M€ en 2T 18).

Los gastos financieros netos han ascendido a 13 M€ en el segundo trimestre (10 M€ en 2T 18) y el gasto por impuesto a 27 M€ (11 M€ en 2T 18).

Como resultado el grupo termina con un nivel de beneficio neto pre PPA, y antes de costes de integración y reestructuración de 113 M€ en el segundo trimestre. El beneficio neto reportado, que incluye el impacto de la amortización procedente del PPA y costes de integración y reestructuración, ambos netos de impuestos por un importe total de 64 M€ en el segundo trimestre, asciende a 49 M€ frente a un beneficio de 35 M€ generado en el segundo trimestre de 2018. El beneficio neto por

acción para los accionistas de Siemens Gamesa asciende 0,07 €.

Durante el segundo trimestre la compañía continúa preparándose para el alto nivel de actividad planificado para el año – con un crecimiento promedio de ventas esperado de un 15% – y para una ejecución Onshore centrada en la segunda mitad y especialmente en el cuarto trimestre. Esta preparación requiere una inversión en capital circulante que termina el segundo trimestre de 2019 en 211 M€, 753 M€ por encima del capital circulante a septiembre de 2018. El aumento del capital

circulante, desde comienzo del ejercicio, también ha venido motivado por la reducción de las cuentas a pagar. La ratio de capital circulante sobre ventas asciende a 2,2%, 8,2 puntos porcentuales por encima de la ratio a septiembre de 2018.

La variación del circulante con respecto al segundo trimestre de 2018 asciende a -80 M€, mientras que la ratio sobre ventas se reduce en 0,9 puntos porcentuales frente al segundo trimestre de 2018. Esta evolución anual demuestra el estricto control del circulante por parte de la compañía.

Tabla 4: Capital circulante (M€)

Capital circulante (M€)	1T 18	2T 18	3T 18	4T 18 ¹	1T 19	2T 19	Var. a/a
Cuentas a cobrar	1.172	1.091	1.158	1.139	1.135	1.171	80
Existencias	1.993	1.805	1.700	1.499	1.925	2.006	201
Activos por contrato	1.079	1.148	1.311	1.569	2.033	1.771	623
Otros activos corrientes	397	404	404	362	417	464	60
Cuentas a pagar	-2.204	-1.877	-2.040	-2.758	-2.557	-2.505	-628
Pasivos por contrato	-1.873	-1.571	-1.570	-1.670	-2.340	-1.991	-419
Otros pasivos corrientes	-722	-708	-697	-684	-641	-706	2
Capital circulante	-157	291	265	-542	-27	211	-80
Var. t/t		448	-25	-808	515	238	
Capital circulante/Ventas LTM	-1,5%	3,1%	3,0%	-5,9%	-0,3%	2,2%	

1. A efectos comparables después de la aplicación de NIIF 9, afectando al balance de apertura del primer trimestre de FY 19: la tabla anterior refleja una disminución en el epígrafe "Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar" de 3 M€ y una disminución en el epígrafe "Activos por contrato" de 3 M€, con el correspondiente efecto en el patrimonio del Grupo que disminuye en 4,6 M€ (incluyendo el efecto fiscal).

El CAPEX del trimestre se sitúa en 108 M€, en línea con los objetivos anuales establecidos en el Plan de Negocio 2018-2020. La inversión se ha concentrado en el desarrollo de nuevos servicios, en el desarrollo de las plataformas Onshore y Offshore, en utillaje y en equipos. En 2T 19 el CAPEX de Offshore supera el

de Onshore, reflejando el mayor potencial de crecimiento de este mercado.

Como resultado del desempeño operativo, la inversión en capital circulante y en activos fijos, la posición de deuda neta en balance a 31 de marzo de 2019 asciende a 118 M€.

Aerogeneradores

Tabla 5: Aerogeneradores (M€)

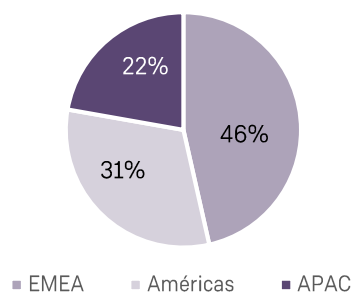
M€	1T 18	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	2T19	Var. a/a
Ventas	1.840	1.973	1.827	2.207	1.904	2.060	4%
Onshore	1.197	1.277	1.052	1.349	1.103	1.243	-3%
Offshore	643	696	775	858	801	817	17%
Volumen (MWe)	1.997	1.830	2.137	2.409	2.129	2.383	30%
Onshore	1.651	1.397	1.703	1.926	1.520	1.707	22%
Offshore	346	432	434	483	609	676	56%
EBIT pre PPA y costes I&R	69	129	86	109	51	106	-18%
Margen EBIT pre PPA y costes I&R	3,8%	6,5%	4,7%	4,9%	2,7%	5,1%	-1,4 p.p.

Durante el segundo trimestre de 2019 las ventas de la división de Aerogeneradores ascienden a 2.060 M€, un 4% por encima de las ventas del mismo trimestre de 2018. El crecimiento de las ventas se apoya en el fuerte desempeño de la actividad Offshore que crece un 17% año a año, hasta 817 M€, y compensa la caída de las ventas Onshore que ascienden a 1.243 M€, un 3% por debajo de las ventas Onshore del mismo trimestre de 2018.

La fortaleza de las ventas Offshore refleja, por una parte, el alto volumen de actividad planificado para el año completo, pero también un fuerte progreso en la ejecución de proyectos durante el trimestre, con 676 MWe de volumen (+56% a/a). En el caso de Onshore la reducción de ventas obedece principalmente a un menor alcance de los proyectos que se ejecutan durante el trimestre y al menor nivel de precios en el libro de pedidos a comienzo del periodo. El volumen de actividad (MWe) aumenta un 22% a/a hasta los 1.707 MWe.

Durante el segundo trimestre de 2019, EE. UU. y España, son los mayores contribuyentes a las ventas de Onshore (en MWe), con un 28% y un 20% respectivamente. Le siguen India y Noruega con un 15% y un 11% respectivamente.

Ilustración 8: Volumen de ventas (MWe) AEG ON 2T 19 (%)



El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración baja un 18% hasta los 106 M€, equivalente a un margen sobre ventas de un 5,1%, 1,4 puntos porcentuales por debajo del margen EBIT pre PPA de 2T 18. Los menores precios en Onshore son de nuevo la principal razón de dicha reducción que se ve parcialmente compensada por los resultados del programa de transformación de L3AD2020.

Servicios de Operación y Mantenimiento

Tabla 6: Operación y mantenimiento (M€)

M€	1T 18	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	2T 19	Var. a/a
Ventas	287	268	308	411	358	330	23%
EBIT pre PPA y costes I&R	64	60	70	106	87	73	21%
Margen EBIT pre PPA y costes I&R	22,2%	22,3%	22,8%	25,8%	24,3%	22,0%	-0,3 p.p.
Flota en mantenimiento (MW)	55.446	55.454	56.670	56.725	56.828	56.875	3%

En la actividad de Servicios, las ventas suben un 23% con respecto al 2T 18 hasta 330 M€. Este crecimiento está impulsado por un crecimiento significativo de las ventas de mantenimiento y de nuevo, por las ventas de soluciones de valor añadido durante el segundo trimestre del año (prácticamente sin ventas en 2T 18).

La flota bajo mantenimiento se sitúa en 56,9 GW un 3% por encima de la flota bajo mantenimiento en el segundo trimestre de 2018. La flota Offshore, con 10 GW bajo mantenimiento, crece un 12% a/a mientras que la flota de Onshore se mantiene estable a/a en 47 GW. La flota en mantenimiento de terceras tecnologías se sitúa en 2.561 MW a final del segundo

trimestre de 2019 en línea con la flota a diciembre de 2018.

El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de Servicios asciende a 73 M€, equivalente a un margen sobre ventas de un 22,0%, prácticamente plano a/a. La evolución anual del margen refleja, junto al impacto negativo de la bajada de precios compensado por el impacto positivo del ejercicio de transformación, el impacto positivo en 2T 19 procedente de la mejora del desempeño de la flota compensado por el impacto positivo de un derivado de moneda extranjera en 2T 18.

Perspectivas

Perspectivas globales a largo plazo

En 2019, el mercado global de la energía continúa en transición hacia un modelo asequible, fiable y sostenible, en el que las energías renovables juegan un papel fundamental gracias a su creciente competitividad. Esta transición no es sencilla, ni su objetivo está garantizado sin un mayor esfuerzo por parte de los gobiernos. Como indica las Naciones Unidas en su informe sobre el diferencial entre los objetivos de reducción de emisiones y los logros conseguidos¹⁰, los gobiernos deben triplicar sus esfuerzos e introducir nuevas medidas de manera urgente si quieren alcanzar el objetivo comprometido.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE), en su último informe anual¹¹, alcanza unas conclusiones similares. Las políticas y compromisos anunciados hasta la fecha por los distintos países y organizaciones supra nacionales conducen a un intercambio de posiciones en el reparto del mix de generación entre las fuentes renovables (25% actualmente) y el carbón (40% actualmente) en el 2040. De acuerdo con este escenario la capacidad eólica acumulada al final del periodo (2040) ascendería a 1.700 GW¹², lo que representa un nivel sostenido de instalaciones anuales promedio similar al promedio de los últimos años (2012-2018: c. 50 GW según el Consejo Global de la Energía / Global Wind Energy Council o GWEC) durante más de 20 años. Sin embargo, esto no es suficiente para cumplir el objetivo de un desarrollo sostenible que requiere un despliegue mayor y más rápido de generación renovable. Un escenario compatible con un crecimiento sostenible, dentro del que se encuadran, entre otros, los compromisos para combatir el cambio climático, requiere casi triplicar el peso de las fuentes renovables al mix de generación, pasando del 25% actual hasta dos tercios de la capacidad total o casi un 70% en 2040.

En este escenario, la flota eólica acumulada en 2040 ascendería a 2.800 GW¹³, 1.000 GW más que en el escenario anterior, y el ritmo de instalaciones anuales ascendería hasta un promedio de 100 GW por año durante los próximos 20 años.

Los resultados del informe de Bloomberg New Energy Finance (BNEF) sobre las perspectivas energéticas mundiales publicado en junio 2018 (NEO 2018) también coinciden. NEO 2018 prevé una transición energética cuyas conclusiones son similares al escenario de desarrollo sostenible de la AIE, en el que la competitividad de las energías renovables y el desarrollo de un almacenamiento cada vez más competitivo invierten el mix de potencia actual, y las renovables pasan a representar dos tercios del mix de potencia (la contribución actual de las fuentes fósiles) en el 2050. En este escenario, la energía eólica alcanza una capacidad acumulada de 2.700 GW en 2040, lo que supone un ritmo anual promedio de instalaciones de 90 GW anuales durante los próximos 20 años. En este mismo informe, BNEF estima que 11,5 billones de dólares se invertirán en los próximos 33 años, o hasta 2050, en nuevos activos de generación y el 73% o 8,4 billones de dólares se invertirá en instalaciones eólicas y solares. La energía eólica continuará abaratándose: 40% más barata en 2030 y casi un 60% más barata en 2050. La mejora de la productividad renovable permitirá doblar la capacidad por cada dólar invertido en 2030 y casi cuadruplicarla en 2050. La energía eólica es ya más barata que construir una planta de gas o carbón nueva en muchos países, en 2030 probablemente lo sea en todo el mundo y más tarde serán más eficientes que las plantas instaladas. Este potencial se verá completado con los avances en los sistemas de almacenamiento, que permitirá operar los parques eólicos cuando no

¹⁰ "Emissions Gap Report 2018" (Noviembre 2018)

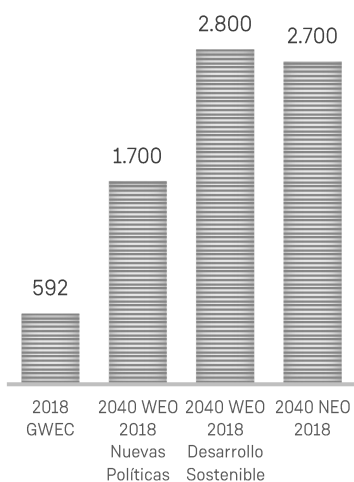
¹¹ "World Energy Outlook 2018" (WEO 2018) (Noviembre 2018)

¹² Datos procedentes de BNEF en su comparativa entre NEO 2018 y WEO 2018.

¹³ Datos procedentes de BNEF en su comparativa entre NEO 2018 y WEO 2018.

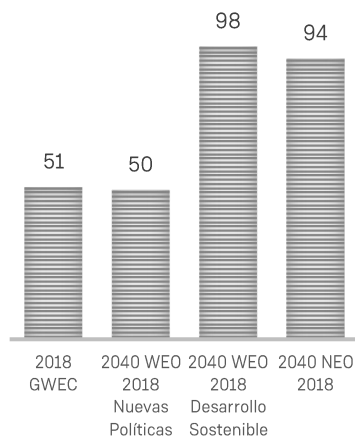
haya viento. En este sentido, el coste de las baterías ha disminuido un 79% desde el comienzo de la

Ilustración 9: Instalaciones eólicas (GW acumulados)



década, y se espera que se reduzca un 67% más hasta el 2030.

Ilustración 10: Instalaciones anuales 2017-40E (GW/año)

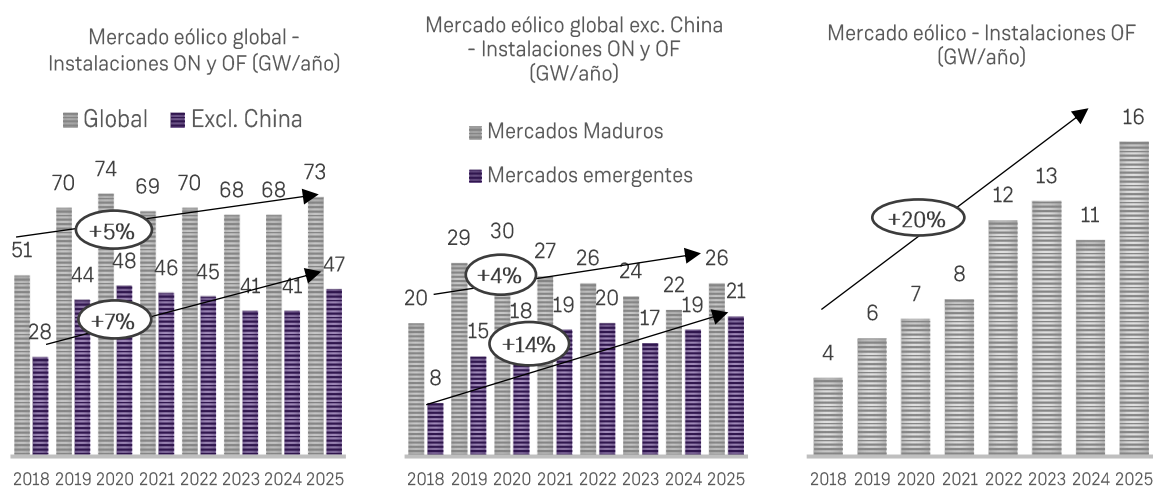


Actualización trimestral de demanda a corto y medio plazo

En los siguientes gráficos se presentan las expectativas de instalación en el medio plazo (2019-2025)¹⁴ junto a las instalaciones finales reportadas

para el año 2018 según el Consejo Global de Energía Eólica (Global Wind Energy Council o GWEC).

Ilustración 11: Mercado eólico global (GW instalados/año)



El año 2018¹⁵ termina con una base eólica acumulada de 591.730 MW, tras instalarse 51.306 MW durante el año: 46.820 MW eólicos terrestres, hasta alcanzar 568.590 MW acumulados, y 4.486 MW marinos, hasta alcanzar 23.140 MW acumulados. El volumen de instalaciones anuales en 2018 es un 4% inferior a las instalaciones de 2017. La reducción se produce por el descenso en dos grandes mercados Onshore, Alemania e India, como consecuencia de la primera introducción de las subastas en 2017. En India, el ritmo de instalaciones baja de 4 GW en 2017 a 2 GW en 2018, y en Alemania de 5,3 GW a 2,4 GW.

Las expectativas de instalaciones para el periodo 2019-2025¹⁶ continúan mostrando la solidez de la demanda, y vuelven a aumentar con respecto a las

perspectivas presentadas durante el cuarto trimestre del año natural 2018 (ambas de Wood Mackenzie). Este aumento de 8,5 GW para el periodo completo 2019-2025, procede de nuevo y casi en su totalidad (8 GW) del mercado Offshore. En el mercado Onshore, el aumento de las instalaciones (0,5 GW para 2019-2025) compensa de forma parcial el menor ritmo de instalaciones en 2018 con respecto a las previsiones iniciales.

China (151 GW), EE. UU. (46 GW), India (39 GW) y Alemania (22 GW) continúan siendo los mayores mercados Onshore contribuyendo más del 60% de las instalaciones totales acumuladas que se prevén en 2019-2025. Francia, España, Suecia, Brasil y Australia, con instalaciones acumuladas entre 8 GW

¹⁴ Fuente: Wood Mackenzie: Perspectivas globales 1T 19. Las burbujas indican las tasas de crecimiento anual compuesto. Las cifras de 2018 son cifras actuales publicadas por el Consejo Global de Energía Eólica.

¹⁵ Fuente: todos los datos de instalaciones 2018 y 2017 proceden del "Informe eólico global 2018" (publicado en abril 2019) del Consejo Global de la Energía Eólica (GWEC).

¹⁶ Fuente: todas las expectativas tanto de 4T 18 (año natural) como de 1T 19 (año natural) que aparecen en esta sección proceden de los informes trimestrales de previsiones globales del mercado eólico de Wood Mackenzie.

y 11 GW, por país, en el periodo 2019-2025, contribuyen en más de un 10%.

El segmento Offshore continúa siendo mucho más concentrado, a pesar de la aparición de nuevos mercados. China con 27 GW en instalaciones entre 2019 y 2025 contribuye un 37% al total de instalaciones en el periodo. Europa, liderada por Reino Unido con 11 GW en instalaciones en ese mismo periodo, instala 30 GW contribuyendo un 41% al total. EE. UU. y Taiwán les siguen con 6,5 GW y 5,7 GW respectivamente en 2019-2025.

El aumento en las instalaciones previstas en Onshore procede de EE. UU., el norte de Europa (Noruega y Finlandia) y Australia, y ayuda a compensar las menores expectativas en México y China.

- En EE. UU. las instalaciones previstas dentro del ciclo del 100% de PTC (crédito fiscal a la producción o Production Tax Credit), ascienden a 11,6 GW en 2019 y 13,6 GW en 2020, casi 2 GW superiores, en su conjunto, a las previstas en 4T 18 (año natural); para el ciclo del 80% (2021) se prevén 7,2 GW (0,5 GW por encima de la anterior previsión) y para el ciclo del 60% ascienden a 4 GW (0,2 GW) por encima de la previsión anterior. La previsión anual para el mercado de EE. UU., tras la expiración del sistema de incentivos, se sitúa entre 3 GW y 3,5 GW por año. Este volumen de instalaciones se apoya en la creciente competitividad de la energía eólica, el interés creciente de corporaciones y eléctricas por una energía limpia y competitiva, y los objetivos renovables de los estados.
- En Australia el nuevo aumento de las perspectivas con respecto al 4T 18 (año natural), 2 GW adicionales entre 2019 y 2025, se apoya en las expectativas de que el país adopte nuevas políticas renovables. Es probable que el objetivo de energía renovable a gran escala de la política actual (Long Renewable Energy Target o LRET) se exceda probablemente a partir de 2020, considerando el resultado de subastas recientes como la del estado de Victoria

(600 MW adjudicados) y los compromisos que existen para ejecutar varios proyectos de gran escala.

- En el norte de Europa, tras el aumento de estimaciones en Suecia durante el 4T 18 (año natural) aumentan ahora las expectativas en Noruega y Finlandia, casi 3 GW más en el periodo 2019-2025, apoyadas en la ejecución de proyectos comerciales y acuerdos de compra de electricidad corporativos (Power Purchase Agreements o PPAs). En Finlandia, la primera subasta renovable termina con toda la capacidad adjudicada a proyectos eólicos (alrededor de 462 MW).
- Por el contrario, tras la reducción de expectativas en Brasil durante el 4T 18 (año natural), se reducen ahora las expectativas en México, con 2 GW menos en 2019-2025. Esta reducción se produce también por una menor visibilidad unida al cambio de gobierno que ha motivado una paralización temporal de las subastas previstas. Igualmente se reducen las expectativas en el mercado Onshore de China, con 3 GW menos en el periodo 2019-2025, debido a la progresiva eliminación de los subsidios y la introducción de subastas. A pesar de esta reducción, China continúa siendo el mayor mercado eólico, con un promedio de más de 21 GW en nuevas instalaciones eólicas Onshore al año, en el periodo 2019-2025.

En Offshore, tras el aumento de expectativas en 4T 18 (año natural) en EE. UU., Japón y Corea del Sur, China es ahora el principal contribuyente al aumento de previsiones con 6,6 GW de demanda adicional en 2019-2025.

Más allá del ritmo de instalaciones, la dinámica de precios no ha experimentado cambios respecto al trimestre anterior y la estabilización continua en el mercado Onshore, reflejando principalmente la estabilización de los precios de las subastas, pero también las dinámicas comerciales en EE. UU., la inflación de costes y el estrés de los márgenes en la cadena de suministro. En términos de producto la categoría 3MW+ continúa ganando cuota de mercado.

Resumen de los principales eventos relacionados con la energía eólica 2T 19¹⁷

Durante el segundo trimestre del año fiscal 2019 se ha publicado la siguiente información y se han adoptado las siguientes medidas relacionadas con los compromisos y acciones gubernamentales alineadas con la transición energética hacia un modelo sostenible.

Unión Europea

- De acuerdo con Eurostat, en 2017, la energía eólica se convirtió por primera vez en la fuente renovable de electricidad más importante seguida por la energía hidráulica. En el seguimiento del objetivo 2020: 20% de contribución renovable al consumo energético total en 2020, los últimos datos disponibles (2017) indican que las energías renovables contribuyeron un 17,5%. Dinamarca, Italia, Hungría, Rumanía y Suecia cumplen ya el objetivo. Alemania, Grecia, España, Austria y Portugal avanzan en la trayectoria adecuada. Bélgica, Irlanda, Francia, Holanda, Polonia y Reino Unido están lejos de cumplir el objetivo.
- Por otro lado, los planes nacionales de energía y clima que los miembros de la Unión Europea debían entregar antes del 31 de diciembre de 2018 son insuficientes para alcanzar el objetivo 2030: 32% de contribución renovable al consumo de energía en 2030. Solo Alemania da la suficiente visibilidad, con subastas hasta 2030, para promover la inversión. La Comisión Europea tiene ahora hasta el 20 de junio de 2019 para proponer cambios a dichos planes y conseguir el objetivo marcado.

Alemania

- Se mantiene la intención de aumentar en 5 GW las subastas Offshore, con un objetivo de alcanzar 20 GW en 2030.
- Se publican los resultados de la primera subasta eólica Onshore de 2019: 476 MW con un precio medio de 61 €/MWh.
- Se abre la segunda subasta eólica Onshore que se celebrará en mayo: capacidad de 650 MW y precio máximo de 62 €/MWh. El volumen total de subastas previsto para 2019 es de 3,8 GW.

España

- El gobierno aprueba el borrador del plan energético que propone alcanzar un 42% de consumo renovable en 2030 y un 100% en 2050, en línea con la estrategia de no impacto climático de la Unión Europea. Dentro de este plan, los objetivos eólicos son los siguientes: 28 GW en 2020, 40,3 GW en 2025, 50,3 GW en 2030; equivalentes a 2,2 GW de instalaciones eólicas anuales en el periodo 2021-2030. La conversión en ley de dicho borrador dependerá del resultado de las elecciones generales del 28 de abril de 2019.
- Se abre el periodo para presentar ofertas para la subasta de las Islas Canarias (con una capacidad máxima de 217 MW).

Francia

- Se publican cambios al plan de subastas eólicas (fechas, volumen y precio máximo):
 - Rondas III y IV: 500 MW cada una con un precio máximo de 71

¹⁷ Esta sección no es una lista exhaustiva de todas las medidas relacionadas con los compromisos y acciones gubernamentales alineadas con la transición energética hacia un modelo sostenible.

€/MWh; V: 630 MW y un precio máximo de 70 €/MWh y VI: 752 MW y el mismo precio.

- La subasta III se ha realizado, pero no se han anunciado los resultados.

Grecia

- Se publican los detalles de la primera subasta neutral (eólica/solar) por un volumen máximo de 600 MW y un precio máximo de 64,72 €/MWh. Se reciben 8 ofertas por un volumen total de 637,78 MW, lo que implica que la capacidad final adjudicada será de 456 MW¹⁸.

Italia

- Borrador del decreto de renovables enviado a la Comisión Europea, último paso para su aprobación.
- La aprobación del decreto dará lugar al inicio de subastas en 2019-2021 (en principio 6, la primera en 2019) para adjudicar 5,5 GW de capacidad a proyectos eólicos y solares.

Portugal

- Se permite aumentar hasta un 20% la capacidad conectada a la red en los parques existentes sin necesidad de permiso regulatorio, y con una tarifa de 45 €/MWh durante 15 años.

Reino Unido

- Gobierno e industria lanzan un programa para alcanzar una capacidad Offshore de 30 GW, con subastas cada dos años, y proporcionar un 33% de la electricidad del país en 2030. A finales de 2018, la capacidad Offshore instalada en Reino Unido ascendía a 8 GW según el Consejo Global de la Energía Eólica. La siguiente

subasta (Contracts for Difference o CfD) se celebrará en mayo de 2019 con límite de 6 GW de capacidad.

Dinamarca

- Anuncia la intención de subastar un parque eólico (Thor) de 800 MW. Otras dos rondas iguales se esperan para aumentar la capacidad en 2.400 MW hasta 2030.

Arabia Saudí

- Se publican los resultados de la subasta de 400 MW de Dumat Al Jandal, adjudicados a un consorcio en el que participan EDF y Masdar con un precio de 21,3 USD/MWh.
- Aumento de los objetivos renovables hasta 20 GW de capacidad eólica y 40 GW de capacidad solar en 2030. En este contexto el gobierno ha anunciado que subastará 3 GW renovables en 2019.

Sudáfrica

- Se publica el borrador del plan integrado de recursos energéticos (Integrated Resource Plan o IRP), que lleva a Sudáfrica hacia un mercado predominantemente renovable. Se espera que el borrador sea aprobado por el parlamento, para ser efectivo, antes de las elecciones de mayo de 2019.
- Según el borrador del plan, se esperan 1.600 MW de instalaciones eólicas anuales entre 2022 y 2030

India

- India anuncia que podría subastar hasta 500 GW renovables para cumplir con el objetivo de generar el 40% de la electricidad de fuentes renovables en 2030.
- Se publican los resultados de SECI VI: 1,2 GW con una tarifa promedio de 2,84 INR/kWh (la subasta estuvo sobre-

¹⁸ La cantidad requerida debía de exceder en un 40% el volumen adjudicado.

subscrita 1,94 veces). Se abre la subasta SECI VII con un volumen de 1,2 GW y un precio límite de 2,83 INR/kWh.

- Gujarat anuncia 15 GW adicionales de capacidad renovable hasta 2022, de los cuales 5 GW serán eólicos.
- Andhra Pradesh pide ofertas para proyectos híbridos (eólico-solar y almacenamiento) por un volumen total de 600 MW.

Taiwán

- Se anuncia el FiT de los proyectos Offshore para 2019: 156 €/MWh durante 20 años (o 178 €/MWh durante los primeros 10 y 118 €/MWh durante los segundos 10 años).

EE.UU.

- El gobernador de Nueva York amplía el objetivo de capacidad Offshore hasta 9 GW en 2035 desde el objetivo anterior de 2,4 GW en 2030. Asimismo, anuncia la instalación de 3 GW de almacenamiento.

Canadá

- Condiciones para la cuarta subasta renovable en Alberta se esperan para la mitad de 2019 (400 MW de capacidad renovable).

Argentina

- El gobierno extiende la fecha de puesta en marcha de los proyectos adjudicados en RenovAr 2 (993 MW adjudicados) por el impacto que la situación macroeconómica ha tenido en el acceso a financiación de dichos proyectos. Por los mismos motivos se plantea retrasar el lanzamiento del programa RenovAr 3: 400MW para proyectos eólicos/solares de pequeño tamaño (hasta 50 MW).

Brasil

- Se espera la celebración de nuevas subastas A-4 y A-6 en 2019 de acuerdo con

la empresa pública de planificación energética (EPE).

México

- Se cancela la subasta neutral (cuarta desde la introducción de subastas en 2016) a largo plazo.

Colombia

- Se declara nula la primera subasta renovable en Colombia. Una nueva subasta se espera en la segunda mitad de 2019 (año natural).

Guías 2019

Las guías presentadas por la compañía para el año fiscal 2019 se recogen en la siguiente tabla

	1S 18	FY 18	1S 19	FY 19E
Ventas (M€)	4.369	9.122	4.651	10.000-11.000
Margen EBIT pre PPA y costes I&R	7,4%	7,6%	6,8%	7,0%-8,5%

Junto a los objetivos específicos para ventas del grupo y margen EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración, se mantienen los compromisos del plan de negocio para el resto de magnitudes económico-financieras que son parte del marco financiero establecido para 2018-2020.

Los resultados comerciales del primer semestre permiten alcanzar una cobertura del punto medio de las guías de ventas de un 96%¹⁹, aumentando la visibilidad sobre el crecimiento comprometido para el ejercicio. A marzo de 2019 se cubre el 100% del rango inferior de la guía de ventas. La evolución del margen EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración: 6,8%, se sitúa ligeramente por debajo del rango de guías durante el primer semestre como consecuencia de la presión prevista en precios, solo parcialmente compensada por las mejoras de productividad y costes fijos del programa de transformación, y la planificación de la actividad de ventas de Onshore que se concentra en la segunda mitad del ejercicio, especialmente en el cuarto trimestre. En este sentido, se espera un desempeño económico-financiero creciente, con una segunda mitad más fuerte.

El impacto de la amortización del PPA en el valor de los intangibles asciende a 133 M€ en el semestre y 66 M€ en 2T 19 (250 M€ previsto para el año) y los costes de integración y reestructuración a 54 M€ en el semestre y a 22 M€ en 2T 19. La previsión de costes de integración y reestructuración se eleva a 160 M€ (desde la previsión inicial de 130 M€) por la aceleración de medidas del programa de transformación. La dispersión de la guía de margen EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración responde:

- Factores adversos como la inflación de costes, la volatilidad de los mercados emergentes y tendencias macroeconómicas.
- La evolución del programa de transformación y la rapidez con la que se consigan las mejoras de productividad y sinergias durante 2019.

Estas guías no incluyen cargas derivadas de asuntos legales o regulatorios.

¹⁹Cobertura de ventas: total de pedidos en firme (€) recibidos hasta marzo 2019 para la actividad del año fiscal 2019 -incluyendo la parte ejecutada en el 1S 19- / punto medio de la guía de ventas

comunicadas a mercado para el año fiscal 2019 (entre 10.000 M€ y 11.000 M€).

Conclusiones

Siemens Gamesa Renewable Energy cierra el primer semestre del ejercicio fiscal 2019 operando dentro de un mercado energético que continúa su transición hacia un modelo asequible, fiable y sostenible, en el que las energías renovables juegan un papel fundamental gracias a su creciente competitividad. De acuerdo con la Asociación Internacional de la Energía, en los próximos 20 años se invertirán las contribuciones al mix de generación de las fuentes fósiles y renovables. En este sentido, el cumplimiento de las políticas y compromisos anunciados hasta la fecha exige un volumen anual de instalaciones eólicas ligeramente superior a 50 GW hasta 2040. Para alcanzar el objetivo de cero emisiones, este volumen debería casi duplicarse.

En este entorno, la solidez de la actividad comercial ha permitido a la compañía alcanzar un libro de pedidos a 31 de marzo de 2019, de 23.579 M€ (+7% a/a) y una cobertura del punto medio de las guías de ventas de un 96%²⁰, 16 puntos porcentuales por encima de la cobertura a comienzo del ejercicio, dando seguridad a los objetivos de crecimiento previstos para el año. El rango inferior de ventas, un 10% por encima de las ventas alcanzadas en FY18, está cubierto en un 100%. La entrada de pedidos ha ascendido a 10.924 M€ en los últimos doce meses (+8% a/a) y a 2.466 M€ en el trimestre (-19%). El crecimiento de los pedidos en los últimos doce meses se apoya por igual en las tres áreas de negocio (Onshore, Offshore y Servicios) que crecen entre un 7% y un 8% a/a. La evolución de la entrada de pedidos en el 2T 19 se apoya en la fortaleza de la actividad comercial de Servicios que crece un 11% a/a y a la vez refleja una difícil comparativa en Onshore debido al récord histórico que se alcanzó en la entrada de pedidos en 2T 18.

La compañía cierra el primer semestre con unas ventas de 4.651 M€ (2.389 M€ en 2T 19), un 6% por encima de las ventas del primer semestre del año anterior (+7% a/a para el trimestre) y un EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración de

316 M€, equivalente a un margen sobre ventas de un 6,8%, 0,6 puntos porcentuales por debajo del margen del primer semestre de 2018. El margen EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración en el segundo trimestre asciende a 178 M€, equivalente a un margen sobre ventas de un 7,5%, 1 punto porcentual por debajo del margen del segundo trimestre de 2018.

El crecimiento de las ventas del grupo se apoya en el fuerte desempeño de Offshore y Servicios, con un crecimiento anual de ventas de un 21% y un 24% a/a respectivamente en el semestre (17% y 23% a/a en el trimestre), que compensa la ligera reducción de las ventas de Onshore. Las menores ventas de Onshore, -5% a/a en el semestre y -3% en el segundo trimestre, se encuadran dentro de una planificación que concentra la ejecución de proyectos en la segunda mitad del ejercicio y sobre todo en el último trimestre. En el segundo trimestre las menores ventas reflejan el impacto de los precios en el libro de pedidos al comienzo del trimestre y el alcance de proyectos.

La dinámica de precios propia de esta transición hacia un mercado competitivo y que está incorporada en el libro de pedidos a comienzo del año, continúa siendo el principal lastre en la evolución de la rentabilidad del grupo, lastre que se ve parcialmente compensado por las mejoras de productividad y sinergias procedentes del ejercicio de transformación. Adicionalmente, la rentabilidad del segundo trimestre de 2018 se vio impactada de forma positiva por elementos no recurrentes derivados de la reversión de la provisión de deterioro de inventarios de 2017 y un derivado de moneda extranjera. El impacto positivo de estos elementos se ha suplido en 2T 19 gracias al impacto del mejor desempeño de la flota y de la mejora de la cartera de producto.

La posición de deuda neta a 31 de marzo se sitúa en 118 M€. La variación de la posición de caja neta a deuda neta durante el trimestre es el resultado de la

²⁰Cobertura de ventas: total de pedidos en firme (€) recibidos hasta marzo 2019 para la actividad del año fiscal 2019 -incluyendo la parte ejecutada en 1S 19- / punto medio de la guía de ventas

comunicadas a mercado para el año fiscal 2019 (entre 10.000 M€ y 11.000 M€).

inversión en circulante necesaria para acometer el alto volumen de actividad esperado –con un crecimiento promedio de ventas estimado de un 15% en el ejercicio– y la planificación de la actividad con un mayor volumen en la segunda mitad del año. De esta forma el capital circulante termina en 211 M€ equivalente a un 2,2% sobre las ventas de los últimos doce meses. El capital circulante se ha visto afectado también por la reducción de cuentas a pagar.

— Finalmente es importante destacar los importantes avances que se han producido en la cartera de producto:

- Durante el mes de enero se presentó a mercado el aerogenerador SG 10-193 DD. Este aerogenerador proporciona hasta un 30% más de energía que su predecesor, SG 8-167 DD, y una fiabilidad incomparable, proporcionando a nuestros clientes la mejor solución para sus proyectos marinos. Durante el mes de abril se anuncia que Vattenfall elige este aerogenerador: SG 10-193 DD para participar en las subastas offshore HZK III y IV.
- Durante el mes de abril se presenta a mercado la nueva plataforma para el mercado Onshore. La plataforma que cuenta con los aerogeneradores SG 5.8-155 y SG 5.8-170 proporciona un aumento de producción sobre SG 4.5-145 de entre 20% y un 32%, fortaleciendo el posicionamiento competitivo de Siemens Gamesa Renewable Energy como líder en Coste de Energía (Levelized Cost of Energy o LCoE).

Anexo

Estados Financieros Octubre 2018 - Marzo 2019

Cuenta de Resultados

EUR en millones	Enero - Marzo 2019	Octubre 2018 - Marzo 2019
Importe neto de la cifra de negocios	2.389	4.651
Coste de ventas	(2.152)	(4.214)
Margen Bruto	237	437
Gastos de Investigación y Desarrollo	(40)	(81)
Gastos de ventas y gastos generales de administración	(120)	(243)
Otros ingresos de explotación	14	18
Otros gastos de explotación	(2)	(3)
Ingresos (pérdidas) de inversiones contabilizadas según el método de la participación	-	-
Ingresos financieros	-	6
Gastos financieros	(11)	(23)
Otros ingresos (gastos) financieros	(3)	(9)
Ingreso de operaciones continuadas antes de impuestos	77	103
Impuestos sobre beneficios	(27)	(35)
Resultados de operaciones continuadas	50	68
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas, neto de impuesto	-	-
Participaciones no dominantes	1	1
Resultado del ejercicio atribuible a los accionistas de SGRE	49	67

Balance de situación

EUR in Millions	09.30.2018 (*)	03.31.2019
Activos:		
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.429	1.353
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.111	1.137
Otros activos financieros corrientes	171	186
Deudores comerciales, empresas vinculadas	28	35
Activos por contrato	1.569	1.771
Existencias	1.499	2.006
Activos por impuesto corriente	173	189
Otros activos corrientes	362	464
Total activo corriente	7.343	7.140
Fondo de comercio	4.558	4.732
Otros activos intangibles	2.022	1.990
Inmovilizado material	1.443	1.417
Inversiones contabilizadas según el método de la participación	73	75
Otros activos financieros	240	155
Activos por Impuesto diferido	368	421
Otros activos	101	96
Total activo no corriente	8.805	8.887
Total activo	16.148	16.027
Pasivo y Patrimonio neto:		
Deuda financiera corriente	991	345
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	2.416	2.352
Otros pasivos financieros corrientes	104	142
Acreedores comerciales, empresas vinculadas	342	153
Pasivos por contrato	1.670	1.991
Provisiones corrientes	731	622
Pasivos por impuesto corriente	167	164
Otros pasivos corrientes	684	706
Total pasivo corriente	7.104	6.475
Deuda financiera	823	1.126
Obligaciones por prestaciones al personal	13	11
Impuestos diferidos pasivos	364	411
Provisiones	1.702	1.621
Otros pasivos financieros	185	148
Otros pasivos	31	29
Total pasivo no corriente	3.118	3.346
Capital social	116	116
Prima de emisión	5.932	5.932
Resultado ejercicio anterior y otros componentes del P.Netto	(124)	156
Participaciones minoritarias	2	3
Total Patrimonio Neto	5.926	6.206
Total Pasivo y Patrimonio Neto	16.148	16.027

(*) A efectos comparables después de la aplicación de NIIF 9, afectando al balance de apertura del primer trimestre de FY19: la tabla anterior refleja una disminución en el epígrafe “Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar” de 3 M€ y una disminución en el epígrafe “Activos por contrato” de 3 M€, con el correspondiente efecto antes de impuestos en el patrimonio del Grupo que disminuye en 4,6 M€ (incluyendo el efecto fiscal).

Estado de flujos de efectivo

EUR en millones	Enero - Marzo 2019	Octubre 2018 - Marzo 2019
Resultado antes de impuestos	77	103
Amortizaciones + PPA	147	295
Otros PyG (*)	(1)	(4)
Variación capital circulante con efecto en flujo de caja (***)	(226)	(631)
Dotación de provisiones (**)	(4)	68
Uso de provisiones (**)	(87)	(186)
Inversiones en activos fijos - CAPEX	(108)	(189)
Uso provisiones de Adwen (**)	(55)	(84)
Pago de impuestos	(48)	(136)
Otros	23	31
Flujo de caja del ejercicio	(283)	(733)
Caja / (Deuda financiera neta) Inicial	165	615
Caja / (Deuda financiera neta) Final	(118)	(118)
Variación de Caja Financiera Neta	(283)	(733)

(*) Otros gastos (ingresos) no en efectivo, incluyendo los ingresos (pérdidas) de inversiones contabilizadas según el método de la participación.

(**) Los epígrafes Dotación de provisiones, Uso de provisiones y Uso provisiones de Adwen están incluidos dentro del apartado "Cambios en otros activos y pasivos" del estado consolidado de Flujos de Efectivo.

(***) El epígrafe Variación capital circulante con efecto en flujo de caja contiene principalmente los siguientes epígrafes del estado consolidado de Flujos de Efectivo: Existencias, Activos por contrato, Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar, Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar, Pasivos por contrato y Cambios en otros activos y pasivos (excluyendo el anteriormente explicado efecto de las provisiones).

Principales posiciones de balance

EUR en millones	30.09.2018 (*)	31.03.2019
Propiedad, planta y equipos	1.443	1.417
Fondo de comercio e intangibles	6.580	6.722
Capital Circulante	(542)	211
Otros activos, neto (**)	307	258
TOTAL	7.787	8.608
Deuda neta/ (caja)	(615)	118
Provisiones (***)	2.445	2.254
Fondos propios	5.926	6.206
Otros pasivos	31	29
TOTAL	7.787	8.608

(*) A efectos comparables después de la aplicación de NIIF 9

(**) El apartado "Otros activos, neto" contiene los siguientes epígrafes del Balance de situación consolidado: Otros activos financieros corrientes, Inversiones contabilizadas según el método de la participación, Otros activos financieros, Otros activos, Otros pasivos financieros corrientes, Otros pasivos financieros, Activos por impuesto corriente, Pasivos por impuesto corriente, Activos por impuesto diferido y Pasivos por impuesto diferido

(***) El apartado "Provisiones" contiene los siguientes epígrafes del Balance de situación consolidado: Provisiones Corrientes y no Corrientes y Obligaciones por prestaciones al personal.

Nota: Balance resumido mostrando las principales posiciones netas de balance principalmente en el lado de los activos.

Medidas Alternativas de Rendimiento

La información financiera de Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) contiene magnitudes y medidas preparadas de acuerdo con la normativa contable aplicable, así como otras medidas denominadas Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR). Las MAREs se consideran magnitudes ajustadas respecto de aquellas que se presentan de acuerdo con NIIF-UE, y por tanto deben ser consideradas por el lector como complementarias, pero no sustitutivas de éstas.

Las MAREs son importantes para los usuarios de la información financiera porque son las medidas que utiliza la Dirección de SGRE para evaluar su rendimiento financiero, los flujos de efectivo o la situación financiera en la toma de decisiones financieras, operativas o estratégicas del Grupo.

Las MAREs contenidas en la información financiera de SGRE, y que no son directamente reconciliables con los estados financieros de acuerdo con NIIF-UE, son las siguientes:

Deuda Financiera Neta – (DFN)

La **Deuda Financiera Neta (DFN)** se calcula como la suma de las deudas con entidades financieras (incluyendo los préstamos subvencionados) de la compañía menos el efectivo y los equivalentes de efectivo.

La Deuda Financiera Neta es la principal MAR que utiliza la Dirección de Siemens Gamesa Renewable Energy para medir el nivel de endeudamiento del Grupo y su grado de apalancamiento.

M€	30.09.2017 (*)	31.03.2018	30.09.2018	30.09.2018 (*)	31.03.2019
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1.659	1.504	2.429	2.429	1.353
Deuda financiera corriente	(797)	(1.172)	(991)	(991)	(345)
Deuda financiera a largo plazo	(485)	(445)	(823)	(823)	(1.126)
Caja / (Deuda Financiera Neta)	377	(112)	615	615	(118)

(*) 30.09.2017 a efectos comparables después de aplicación de NIIF 15 y ajustes al balance de apertura (PPA). 30.09.2018 a efectos comparables después de aplicación de NIIF 9. No existe modificación en el cálculo de la Deuda Financiera Neta en ninguno de los dos casos.

Nota: La definición y reconciliación de esta medida alternativa de rendimiento (MAR) correspondiente a 31.12.2018 se divulga en el documento del Informe de actividad asociado a los resultados del 1T 2019.

Capital Circulante – (WC)

El **Capital Circulante (WC – “Working Capital”)** se calcula como la diferencia entre el activo circulante y el pasivo circulante. Los conceptos de activo y pasivo circulante excluyen todas las partidas que se clasifiquen como Deuda Financiera Neta, como es el caso de la partida de Efectivo y equivalentes de efectivo.

El Capital Circulante refleja la parte del Capital Empleado invertido en activos operativos netos. Esta medida es utilizada por la Dirección de Siemens Gamesa Renewable Energy en la gestión y toma de decisiones relacionada con el ciclo de

conversión de caja del negocio, en especial la gestión de inventarios, cuentas a cobrar comerciales y cuentas a pagar comerciales. Una gestión efectiva del capital circulante conlleva un nivel de inversión óptimo en capital circulante que no pone en riesgo la solvencia de la empresa para hacer frente a sus obligaciones de pago a corto plazo.

M€	30.09.2017	30.09.2017	30.09.2017	30.09.2017
	Reportado 4T 17	Reportado 1T 18	Reportado 2T 18	Reportado 3T 18 (*)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.081	1.081	1.081	1.081
Deudores comerciales, empresas vinculadas	62	62	62	62
Activos por contrato	-	1.243	1.241	1.241
Existencias	3.455	2.102	2.096	2.096
Otros activos corrientes	341	342	342	342
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	(2.232)	(2.232)	(2.265)	(2.265)
Acreedores comerciales, empresas vinculadas	(364)	(364)	(364)	(364)
Pasivos por contrato	-	(1.742)	(1.745)	(1.717)
Otros pasivos corrientes	(2.645)	(696)	(696)	(696)
Capital Circulante	(300)	(203)	(248)	(220)

M€	31.03.2018	31.03.2018	30.09.2018	30.09.2018	31.03.2019
	Reportado 2T 18	Reportado 3T 18 (*)	Reportado 4T 18	Comp. (**)	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.050	1.050	1.114	1.111	1.137
Deudores comerciales, empresas vinculadas	41	41	28	28	35
Activos por contrato	1.148	1.148	1.572	1.569	1.771
Existencias	1.805	1.805	1.499	1.499	2.006
Otros activos corrientes	404	404	362	362	464
Acreeedores comerciales y otras cuentas por pagar	(1.807)	(1.807)	(2.416)	(2.416)	(2.352)
Acreeedores comerciales, empresas vinculadas	(71)	(71)	(342)	(342)	(153)
Pasivos por contrato	(1.599)	(1.571)	(1.670)	(1.670)	(1.991)
Otros pasivos corrientes	(708)	(708)	(684)	(684)	(706)
Capital Circulante	263	291	(536)	(542)	211

(*) A efectos comparables después de aplicación de NIIF 15 y ajustes al balance de apertura (PPA). Los efectos en los trimestres anteriores de los cambios derivados de la contabilización de la combinación de negocios, así como de la aplicación de NIIF 15, fueron revelados en la información financiera publicada anteriormente.

(**) A efectos comparables después de la aplicación de NIIF 9 a partir del 1 de octubre de 2018, afectando al balance de apertura del primer trimestre de FY19: la tabla anterior refleja una disminución en el epígrafe “Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar” de 3 M€ y una disminución en el epígrafe “Activos por contrato” de 3 M€, con el correspondiente efecto antes de impuestos en el patrimonio del Grupo que disminuye en 4,6 M€ (incluyendo el efecto fiscal).

Nota: La definición y reconciliación de estas medidas alternativas de rendimiento (MARes) correspondiente a 30.06.2018 y 31.12.2018 se divulgan en el documento del Informe de actividad asociado a los resultados del 3T 2018 y 1T 2019.

La ratio de capital circulante sobre ventas se calcula a partir del capital circulante a una fecha determinada dividido entre las ventas de los últimos doce meses.

Inversiones de capital (CAPEX)

Las Inversiones en capital (CAPEX o “CAPital EXpenditures”) son las inversiones realizadas durante el periodo en activos de propiedades, planta y equipo, y activos intangibles con el objetivo de generar beneficios en el futuro (y mantener la capacidad de generación de beneficios actual, en el caso del CAPEX de mantenimiento). Esta MAR no incluye la asignación del precio de compra (el ejercicio de PPA) a los activos materiales e inmateriales en el contexto de la fusión de Siemens Wind Power y Gamesa (combinación de negocios).

M€	2T 18	2T 19	1S 18	1S 19
Adquisición de activos intangibles	(26)	(44)	(59)	(75)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(58)	(64)	(108)	(114)
CAPEX	(84)	(108)	(167)	(189)

El cálculo de este indicador y su comparable para los últimos doce meses (LTM- “Last twelve months”) es el siguiente:

M€	3T 18	4T 18	1T 19	2T 19	LTM Mar 19
Adquisición de activos intangibles	(28)	(42)	(31)	(44)	(145)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(64)	(114)	(50)	(64)	(292)
CAPEX	(92)	(156)	(81)	(108)	(437)

M€	3T 17	4T 17	1T 18	2T 18	LTM Mar 18
Adquisición de activos intangibles	(59)	(12)	(33)	(26)	(130)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(131)	(95)	(50)	(58)	(334)
CAPEX	(190)	(107)	(83)	(84)	(464)

Definiciones de Flujos de Caja

Generación (Flujo) de Caja operativa bruta (Gross Operating Cash Flow): cantidad de efectivo generada por las operaciones ordinarias de la compañía excluyendo el consumo de capital circulante y la inversión en capital (CAPEX). SGRE incluye el flujo correspondiente a los gastos financieros netos dentro de la generación de caja operativa bruta. El flujo de caja operativo bruto resulta de ajustar en el resultado del periodo aquellos elementos ordinarios que no tienen naturaleza de efectivo (principalmente depreciación y amortización y dotación de provisiones).

M€	1S 18	1S 19
Resultado antes de impuestos	66	103
Amortizaciones + PPA	317	295
Otros PyG (*)	4	(4)
Dotación de provisiones	131	68
Uso de provisiones (sin uso de Adwen)	(178)	(186)
Pago de impuestos	(47)	(136)
Flujo de caja operativo bruto	293	140

M€	2T 18	2T 19
Resultado antes de impuestos	44	77
Amortizaciones + PPA	157	147
Otros PyG (*)	3	(1)
Dotación de provisiones	84	(4)
Uso de provisiones (sin uso de Adwen)	(114)	(87)
Pago de impuestos	(40)	(48)
Flujo de caja operativo bruto	134	84

(*) Otros gastos (ingresos) no en efectivo, incluyendo los ingresos (pérdidas) de inversiones contabilizadas según el método de la participación.

El **Flujo de Caja** se calcula como la variación de Deuda Financiera Neta (DFN) entre dos fechas de cierre.

Precio medio de venta en la entrada de pedidos Onshore (ASP - Entrada de pedidos)

Valor monetario promedio por MW de entradas de pedidos registrados en el periodo en la división de Aerogeneradores Onshore por unidad registrada (medida en MW). El ASP está afectado por una variedad de factores (alcance de proyecto, distribución geográfica, producto, tipo de cambio, precios, etc.) y no es representativo del nivel y tendencia de la rentabilidad.

	2T 18	3T 18 (*)	4T 18	1T 19 (*)	2T 19 (*)
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.834	1.166	1.985	1.793	1.167
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	2.464	1.660	2.631	2.370	1.742
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,74	0,70	0,75	0,76	0,67

(*) Entrada de pedidos AEG ON solo incluye pedidos eólicos. Sin incluir pedidos de la actividad solar. Pedidos de la actividad solar ascienden en el 3T 18 a 9 M€, en el 1T 19 a 6 M€ y en el 2T 19 a 33 M€.

El cálculo de este indicador y sus comparables para los últimos doce meses (LTM-“Last Twelve Months”) es el siguiente:

	3T 16 (Pro-Forma)	4T 16 (Pro-Forma)	1T 17 (Pro-Forma)	2T 17 (Pro-Forma)	LTM Mar 17
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.471	1.647	1.491	1.460	6.069
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	1.662	2.063	1.862	1.599	7.186
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,89	0,80	0,80	0,91	0,84

	3T 17	4T 17	1T 18 (*)	2T 18	LTM Mar 18
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	680	1.498	1.600	1.834	5.613
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	693	2.167	2.208	2.464	7.532
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,98	0,69	0,72	0,74	0,75

(*) Entrada de pedidos AEG ON solo incluye pedidos eólicos. Sin incluir pedidos de la actividad solar. Pedidos de la actividad solar en el 1T 18 ascienden a 88 M€.

	3T 18 (*)	4T 18	1T 19 (*)	2T 19 (*)	LTM Mar 19
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.166	1.985	1.793	1.167	6.112
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	1.660	2.631	2.370	1.742	8.402
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,70	0,75	0,76	0,67	0,73

(*) Entrada de pedidos AEG ON solo incluye pedidos eólicos. Sin incluir pedidos de la actividad solar. Pedidos de la actividad solar ascienden en el 3T 18 a 9 M€, en el 1T 19 a 6 M€ y en el 2T 19 a 33 M€.

Los datos comparables para trimestres anteriores a la fusión se han calculado en una base proforma como si la operación de fusión hubiese ocurrido antes de abril de 2017, según proceda, incluyendo la consolidación total de Adwen, los ahorros “standalone” y ajustes de normalización. El detalle del cálculo proforma es el siguiente:

3T 16 (Pro-forma)

	Siemens Wind Power	Gamesa	Adwen	SGRE (Pro-forma)
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	508	963	-	1.471
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	483	1.180	-	1.662
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	1,05	0,82	-	0,89

4T 16 (Pro-forma)

	Siemens Wind Power	Gamesa	Adwen	SGRE (Pro-forma)
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	753	894	-	1.647
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	973	1.090	-	2.063
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,77	0,82	-	0,80

1T 17 (Pro-forma)

	Siemens Wind Power	Gamesa	Adwen	SGRE (Pro-forma)
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	439	1.052	-	1.491
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	475	1.386	-	1.862
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,92	0,76	-	0,80

2T 17 (Pro-forma)

	Siemens Wind Power	Gamesa	Adwen	SGRE (Pro-forma)
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	758	702	-	1.460
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	772	827	-	1.599
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,98	0,85	-	0,91

Entrada de pedidos, Ingresos y EBIT

Entrada Pedidos (en EUR) LTM (Últimos Doce Meses): se calcula como agregación de la entrada de pedidos (en EUR) trimestrales de los últimos cuatro trimestres.

M€	3T 18	4T 18	1T 19	2T 19	LTM Mar 19
Grupo	3.292	2.625	2.541	2.466	10.924
De los cuales AEG ON	1.175	1.985	1.799	1.200	6.159

M€	3T 17	4T 17	1T 18	2T 18	LTM Mar 18
Grupo	1.398	2.791	2.912	3.043	10.144
De los cuales AEG ON	680	1.498	1.688	1.834	5.700

Entrada Pedidos (en MW) LTM (Últimos Doce Meses): se calcula como agregación de la entrada de pedidos (en MW) trimestrales de los últimos cuatro trimestres.

Onshore:

MW	3T 18	4T 18	1T 19	2T 19	LTM Mar 19
Onshore	1.660	2.631	2.370	1.742	8.402

MW	3T 17	4T 17	1T 18	2T 18	LTM Mar 18
Onshore	693	2.167	2.208	2.464	7.532

Offshore:

MW	3T 18	4T 18	1T 19	2T 19	LTM Mar 19
Offshore	1.368	-	12	464	1.844

MW	3T 17	4T 17	1T 18	2T 18	LTM Mar 18
Offshore	112	752	576	328	1.768

Ventas LTM (Últimos Doce Meses): se calcula como agregación de las ventas trimestrales de los últimos cuatro trimestres.

M€	3T 18	4T 18	1T 19	2T 19	LTM Mar 19
AEG	1.827	2.207	1.904	2.060	7.998
Servicios	308	411	358	330	1.407
TOTAL	2.135	2.619	2.262	2.389	9.405

M€	3T 17	4T 17	1T 18	2T 18	LTM Mar 18
AEG	2.393	2.008	1.840	1.973	8.214
Servicios	300	321	287	268	1.177
TOTAL	2.693	2.329	2.127	2.242	9.390

EBIT (Earnings Before Interest and Taxes): resultado de explotación de la cuenta de resultados consolidada de los estados financieros. Se calcula como Resultado del ejercicio antes de impuestos, antes del resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación, antes de los ingresos y gastos financieros y antes de otros ingresos/(gastos) financieros netos.

EBIT (Earnings Before Interest and Taxes) pre-PPA y costes de integración y reestructuración: resulta de excluir del EBIT los costes de integración y reestructuración relacionados con la fusión y el impacto de la amortización del valor razonable de los activos intangibles procedentes del PPA (Asignación Precio de Compra).

M€	1S 18	1S 19
RESULTADO DEL EJERCICIO ANTES DE IMPUESTOS	66	103
(-) Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	(1)	-
(-) Ingresos financieros	(4)	(6)
(-) Gastos financieros	30	23
(-) Otros ingresos/gastos financieros, neto	(3)	9
EBIT	88	130
(-) Costes de integración y reestructuración	75	54
(-) Impacto PPA	158	133
EBIT pre-PPA y costes de integración y reestructuración	322	316

M€	2T 18	2T 19
RESULTADO DEL EJERCICIO ANTES DE IMPUESTOS	44	77
(-) Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	-	-
(-) Ingresos financieros	-	-
(-) Gastos financieros	12	11
(-) Otros ingresos/gastos financieros, neto	(3)	3
EBIT	54	90
(-) Costes de integración y reestructuración	61	22
(-) Impacto PPA	75	66
EBIT pre-PPA y costes de integración y reestructuración	189	178

Margen EBIT: ratio resultante de dividir el beneficio operativo (EBIT) entre las ventas del periodo, que coinciden con la cifra neta de negocios de la cuenta de resultados consolidada para el periodo.

EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization): se calcula como el EBIT antes de amortización, depreciación y deterioros de fondo de comercio, activos intangibles y de activos de propiedad, planta y equipo.

M€	1S 18	1S 19
EBIT	88	130
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	317	295
EBITDA	406	425

M€	2T 18	2T 19
EBIT	54	90
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	157	147
EBITDA	210	237

EBITDA LTM (Últimos doce meses): se calcula como agregación de los EBITDA trimestrales de los últimos cuatro trimestres.

M€	3T 18	4T 18	1T 19	2T 19	LTM Mar 19
EBIT	50	73	40	90	252
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	143	185	148	147	623
EBITDA	193	258	188	237	875

M€	3T 17	4T 17	1T 18	2T 18	LTM Mar 18
EBIT	50	(197)	35	54	(58)
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	190	238	160	157	745
EBITDA	240	41	195	210	687

Resultado del ejercicio y resultado del ejercicio por acción (BNA)

Resultado del ejercicio: resultado neto consolidado del ejercicio atribuible a la sociedad dominante.

Resultado del ejercicio por acción (BNA): resultado de dividir el resultado neto del ejercicio entre el número promedio de acciones en circulación (excluyendo acciones propias) en el periodo.

	2T 18	1S 18	2T 19	1S 19
Resultado del ejercicio (M€)	35	-	49	67
Número de acciones (unidades)	679.488.800	679.481.738	679.481.656	679.465.922
BNA (€/acción)	0.05	-	0.07	0.10

Otros indicadores

Cobertura de ventas: la ratio de cobertura de ventas da visibilidad sobre la probabilidad de cumplimiento de los objetivos de volumen de ventas fijado por la compañía para un año en concreto. Se calcula como las ventas acumuladas en un periodo de tiempo (incluyendo la actividad/ventas previstas hasta final de año) sobre el volumen de ventas comprometido para dicho año.

M€	30.09.2017	31.03.2018	30.09.2018	31.03.2019
Ventas acumuladas para el año en curso N (1)	-	4.369	-	4.651
Cartera de pedidos para la actividad FY (2)	6.049	4.613	8.408	5.428
Rango medio de ventas para el FY según guías a mercado (3) (*)	9.300	9.300	10.500	10.500
Cobertura de Ventas $(\frac{[1+2]}{3})$	65%	97%	80%	96%

(*) Nota: El rango de guía de ventas a mercado para FY19 es de entre 10.000 M€ y 11.000 M€. Como resultado, el rango medio en la guía de ventas es de 10.500 M€. El rango de guía de ventas a mercado para FY18 fue de entre 9.000 M€ y 9.600 M€. Como resultado, el rango medio en la guía de ventas es de 9.300 M€.

Ratio de entrada de pedidos sobre ventas (Book-to-bill): ratio de entrada de pedidos (medidos en EUR) sobre actividad/ventas (medidos en EUR) de un mismo periodo. La evolución de la ratio de Book-to-Bill da una indicación de la tendencia del volumen de ventas a futuro.

Ratio de entrada de pedidos sobre ventas LTM (Book-to-Bill LTM): se calcula a partir de la agregación de las ventas y entradas de pedidos trimestrales de los últimos cuatro trimestres.

M€	3T 18	4T 18	1T 19	2T 19	LTM Mar 19
Entrada pedidos	3.292	2.625	2.541	2.466	10.924
Ventas	2.135	2.619	2.262	2.389	9.405
Book-to-Bill	1,5	1,0	1,1	1,0	1,2

M€	3T 17	4T 17	1T 18	2T 18	LTM Mar 18
Entrada pedidos	1.398	2.791	2.912	3.043	10.144
Ventas	2.693	2.329	2.127	2.242	9.391
Book-to-Bill	0,5	1,2	1,4	1,4	1,1

Tasa de Reinversión: ratio de CAPEX dividido por la depreciación y amortización (excluyendo el impacto de la amortización del valor razonable de los activos intangibles procedentes del PPA).

M€	3T 18	4T 18	1T 19	2T 19	LTM Mar 19
CAPEX (1)	92	156	81	108	437
Amortización, depreciación y deterioros (a)	143	185	148	147	623
Amortización PPA intangible (b)	82	66	66	66	280
Depreciación y Amortización (exc. PPA) (2=a-b)	61	119	82	80	343
Tasa de reinversión (1/2)	1,5	1,3	1,0	1,4	1,3

M€	3T 17	4T 17	1T 18	2T 18	LTM Mar 18
CAPEX (1)	190	107	83	84	463
Amortización, depreciación y deterioros (a)	190	238	160	157	745
Amortización PPA intangible (b)	124	111	83	75	393
Depreciación y Amortización (exc. PPA) (2=a-b)	66	127	77	82	352
Tasa de reinversión (1/2)	2,9	0,8	1,1	1,0	1,3

Margen Bruto (también denominado “Beneficio Bruto”): se calcula como diferencia entre el importe neto de la cifra de negocio y el coste de las ventas, obtenidos de la cuenta de resultados consolidada.

Margen Bruto (pre PPA y costes I&R) (también denominado “Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)”): resultado de excluir del Margen Bruto o Beneficio Bruto los costes de integración y reestructuración relacionados con la fusión y el impacto de la amortización del valor razonable de los activos intangibles procedentes del PPA (asignación del precio de compra). El resultado de dividir este indicador entre las ventas del periodo, que coinciden con la cifra neta de negocios de la cuenta de resultados consolidada para el periodo, se denomina así mismo, Margen Bruto (pre PPA y costes I&R) y se expresa como porcentaje.

M€	1S 18	1S 19
Beneficio Bruto	460	437
Amortización PPA intangible	86	87
Costes Integración y Reestructuración	51	31
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	597	555

M€	2T 18	2T 19
Beneficio Bruto	262	237
Amortización PPA intangible	43	44
Costes Integración y Reestructuración	43	9
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	348	289

El cálculo de este indicador y su comparable para los últimos doce meses (LTM-“Last Twelve Months”) es el siguiente:

M€	3T 18	4T 18	1T 19	2T 19	LTM Mar 19
Beneficio Bruto	191	304	200	237	932
Amortización PPA intangible	80	3	44	44	170
Costes Integración y Reestructuración	17	41	22	9	89
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	288	348	266	289	1.191

M€	3T 17	4T 17	1T 18	2T 18	LTM Mar 18
Beneficio Bruto	307	15	198	262	782
Amortización PPA intangible	49	38	43	43	174
Costes Integración y Reestructuración	-	-	8	43	51
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	357	53	249	348	1.006

MWe: indicador de actividad (unidad física de venta) que se utiliza para medir el progreso de la fabricación de aerogeneradores por grado de avance. El indicador de MWe no recoge procesos posteriores a la fabricación (obra civil, instalación, puesta en marcha, etc.) que también generan ventas monetarias.

MWe	3T 18	4T 18	1T 19	2T 19	LTM Mar 19
Onshore	1.703	1.926	1.520	1.707	6.857

MWe	3T 17	4T 17	1T 18	2T 18	LTM Mar 18
Onshore	1.488	1.384	1.651	1.397	5.920

Coste de energía (LCOE/COE): el coste de convertir una fuente de energía, por ejemplo el viento, en electricidad medido en unidad monetaria por MWh. Se calcula teniendo en cuenta todos los costes incurridos durante la vida del activo (incluyendo construcción, financiación, combustible, operación y mantenimiento, impuestos e incentivos) divididos entre la producción total esperada para dicho activo durante su vida útil.

Se advierte que, debido al redondeo, es posible que las cifras presentadas en este documento no coincidan exactamente con los totales indicados y que los porcentajes no reflejen exactamente las cifras absolutas presentadas.