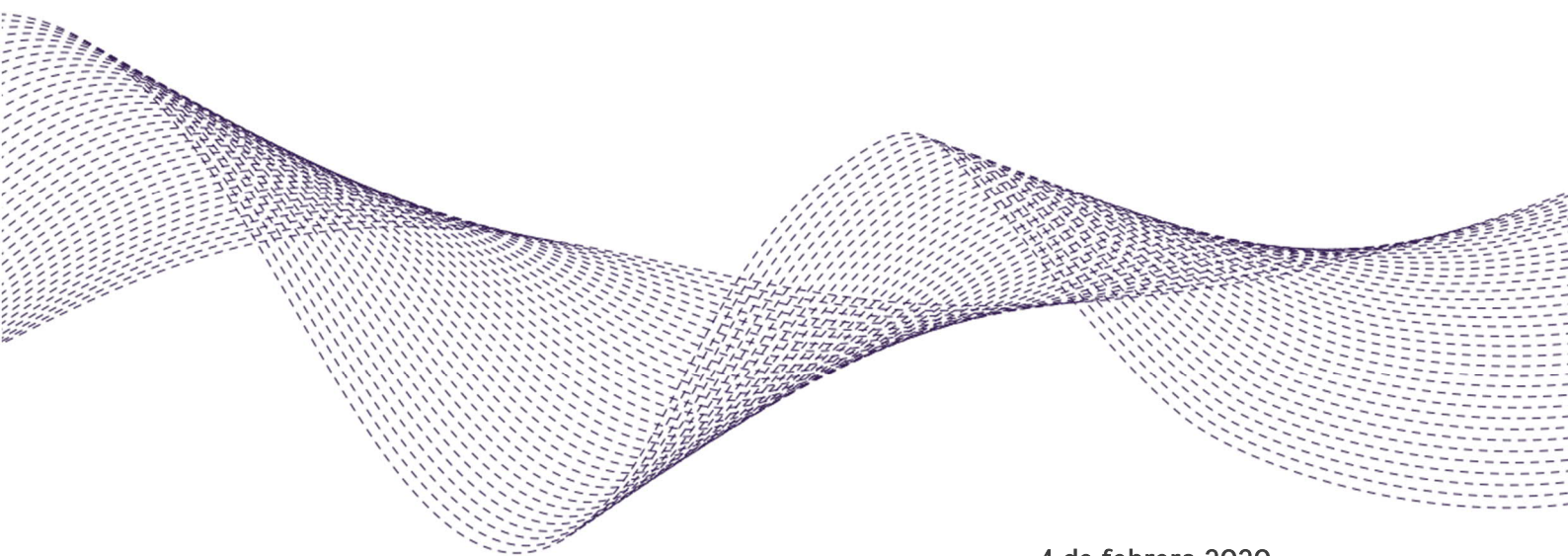


# Informe de Actividad

— Primer trimestre año fiscal 2020

Resultados octubre-diciembre 2019



4 de febrero 2020

## Contenidos

—	Introducción .....	3
	Principales magnitudes consolidadas 1T 20.....	4
	Mercados y pedidos.....	5
	Principales magnitudes del desempeño económico-financiero.....	10
	Aerogeneradores.....	13
	Servicios de Operación y Mantenimiento .....	15
	Sostenibilidad.....	16
	Perspectivas .....	18
	Entorno económico.....	18
	Perspectivas eólicas globales a largo plazo .....	19
	Actualización trimestral de demanda a corto y medio plazo.....	22
	Resumen de los principales eventos relacionados con la energía eólica 1T 20.....	23
	Resumen de subastas.....	28
	Guías 2020.....	29
	Conclusiones.....	30
	Anexo - Estados Financieros Octubre 2019 - Septiembre 2019.....	32
	Anexo - Medidas Alternativas de Rendimiento .....	36
	Glosario y definiciones para Medidas Alternativas de Rendimiento.....	52

## Introducción

El año 2019 se cierra 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. Este entorno ha permitido el desarrollo de una demanda de instalaciones eólicas creciente y con precios muy competitivos.

La volatilidad política y macroeconómica, tanto en países desarrollados como en desarrollo, las condiciones adversas derivadas de las tensiones en el comercio global y el *Brexit*, y la ralentización económica se han mantenido durante el último trimestre del año.

Las previsiones auguran un entorno similar para el año 2020. Comienza una década en la que se espera una gran transformación de los mercados energéticos a favor de las energías renovables. Por otra parte, la volatilidad política y económica, y la incertidumbre asociada a la misma, continúa siendo una característica que impacta en los mercados.

En este mercado eólico creciente y complejo, Siemens Gamesa Renewable Energy<sup>1</sup> comienza su ejercicio fiscal 2020 (FY 20) alcanzando un nuevo récord comercial, con un libro de pedidos de 28.089 M€ a 31 de diciembre, +22% a/a, y una entrada de pedidos en firme de 4.628 M€, un 82% por encima de la entrada de pedidos en el primer trimestre del año fiscal 2019 (1T 19). La fortaleza del libro de pedidos permite cubrir el 100%<sup>2</sup> del rango inferior de la guía de ventas FY 20 y un 98% del punto medio. Dentro de la entrada de pedidos del trimestre, Servicios desempeña un papel importante al firmar un importe cuatro veces superior al firmado en 1T 19, alcanzando 1.470 M€.

Frente a la fortaleza comercial, el desempeño económico financiero del primer trimestre del ejercicio fiscal 2020 (1T 20), que refleja una planificación de la actividad de Aerogeneradores concentrada en el segundo semestre (2S 20), se ha visto impactado de forma material por un aumento de costes, puntual pero significativo e imprevisto, derivado de retrasos en la ejecución de ciertos proyectos Onshore. Estos retrasos que han afectado a una cartera de 5 proyectos (1.115 MW) localizados en el norte de Europa (principalmente en Noruega) se han producido como consecuencia

tanto del estado de las carreteras, como por condiciones meteorológicas adversas derivadas de una llegada anticipada del invierno. Como consecuencia se ha reducido la ventana de entrega e instalación, postpuesta en algunos casos hasta el tercer trimestre de FY 20, originando costes adicionales estimados en c. 150 M€ y contabilizados en 1T 20.

Como resultado de estos factores:

- Las ventas del primer trimestre se contraen un 11,6% a/a hasta los de 2.001 M€ y el margen EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración se sitúa en un -6,8%.
- El desempeño anual esperado por la compañía a nivel de margen EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración para FY 20 se sitúa en un rango de entre un 4,5% y un 6,0%, por debajo de las guías comunicadas a mercado el 5 de noviembre de 2019. La guía de ventas permanece intacta.

Es importante destacar que el desempeño de Offshore y de Servicios se encuentra totalmente alineado con las previsiones de la compañía, y que la visión a largo plazo permanece también intacta. La compañía ha llevado a cabo ajustes para mejorar la evaluación de riesgos en la gestión de proyectos, se ha fortalecido el enfoque en la gestión de reclamos, se han completado los cambios organizacionales iniciados en 3T 19 y se ha mejorado el gobierno corporativo. Todas estas acciones se han introducido con el objetivo de evitar sucesos similares en el futuro.

Las ventas del Grupo en 1T 20 reflejan el crecimiento de dígito único en Onshore: 1.116 M€ (+1,2% a/a) y en Servicios: 366 M€ (2,5% a/a) y la contracción de las ventas Offshore: 518 M€ (-35,4% a/a). En Onshore el fuerte crecimiento de las ventas en EE.UU. se ve compensado en su mayoría por los retrasos en la ejecución de proyectos en el norte de Europa, ya mencionados, pero también en India, por la volatilidad del mercado. La contracción de las ventas Offshore, por encima del desempeño anual esperado, refleja la planificación del ejercicio con una actividad reducida en

<sup>1</sup>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).

<sup>2</sup>Cobertura de ventas: total de pedidos en firme (€) recibidos hasta diciembre 19 para actividad en el ejercicio fiscal 2020 / punto medio de la guía de ventas comunicadas a mercado para año fiscal 2020 (entre 10.200 M€ y 10.600 M€).

1T 20 por el lanzamiento de la plataforma SG 8.0-167. Tras la puesta en marcha de la fabricación del aerogenerador SG 8.0-167 DD la actividad Offshore se recuperará en 2T 20, en línea con las previsiones para el año. El crecimiento de las ventas de Servicios refleja una comparativa difícil con 1T 19 debido a la concentración de las ventas de soluciones de valor añadido en ese trimestre durante el año pasado.

El desempeño a nivel de EBIT pre PPA y antes costes de integración y reestructuración, -136 M€ en 1T 20, refleja principalmente el impacto de los extra-costes imprevistos, originados por el retraso en la ejecución de proyectos en el norte de Europa, pero también los impactos derivados de precios decrecientes en el libro de pedidos de todos los negocios a comienzo del año, totalmente compensado por las mejoras de productividad y sinergias procedentes del programa de transformación de L3AD2020, la caída temporal del volumen de ventas en Offshore y el mix de proyecto, todos ellos en línea con lo esperado.

En este entorno, el desempeño a nivel de balance ha sido muy sólido, gracias a la estrategia de financiación y al estricto control del circulante puesto en marcha en FY 19. Dentro del estricto control del circulante, hay que destacar en 1T 20 la puesta en marcha de un plan de fabricación ligado a facturación y cobro en la India, dada la volatilidad del mercado. El trimestre se cierra con una posición de caja neta en balance de 175 M€, 105 M€ por debajo de la posición de apertura del año<sup>3</sup>. Esta contención en la salida de caja durante el 1T 20 se debe, junto a una focalización en las cuentas a cobrar dentro del programa de control del circulante, al menor nivel de actividad, en línea con la planificación anual, y a la fuerte entrada de pedidos. En este sentido, el capital circulante mejora anual y secuencialmente durante 1T 20 hasta -939 M€<sup>4</sup>, 911 M€ por debajo de una posición

negativa de 27 M€ a 31 de diciembre de 2018 y 95 M€ por debajo de la posición de apertura del ejercicio de 843 M€. La ratio de capital circulante sobre ventas de los últimos doce meses asciende a -9,4%, 9,1 puntos porcentuales (p.p.) mejor que en 1T 19 y 1,2 p. p. por debajo de la ratio de apertura del trimestre.

El fortalecimiento del balance, clave en un sector industrial como es la fabricación de aerogeneradores, no se refleja solo en la posición de caja neta sino también en la estructura y condiciones de financiación. En este sentido, durante 1T 20 Siemens Gamesa ha refinanciado su préstamo sindicado de 2.500 M€, extendiendo la madurez y mejorando las condiciones de financiación. Adicionalmente, y en línea con el compromiso con los principios ESG<sup>5</sup>, se han introducido criterios de sostenibilidad.

Durante el primer trimestre de FY 20, Siemens Gamesa continúa reforzando su compromiso con la sostenibilidad. Además de introducir criterios de sostenibilidad en toda su estrategia de financiación, la compañía ha entrado en el Índice de Igualdad de Género de Bloomberg (*Bloomberg Gender Equality Index*). Este índice mide el desempeño financiero de las empresas públicas comprometidas a apoyar la igualdad de género a través del desarrollo de políticas, representación y transparencia.

## Principales magnitudes consolidadas 1T 20

- Ventas: 2.001 M€ (-12% a/a)
- EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración<sup>6</sup>: -136 M€ (N.A)

<sup>3</sup>El Grupo Siemens Gamesa ha adoptado la NIIF 16 a partir del 1 de octubre de 2019 mediante el método retrospectivo sin reexpresar las cifras del periodo comparativo. Como consecuencia de lo anterior, se ha modificado el balance de inicio a 1 de octubre de 2019. Los principales impactos por la primera aplicación de NIIF 16 en el balance consolidado a 1 de octubre de 2019 son el incremento del Inmovilizado material correspondiente a los activos por derecho de uso por importe de 679 millones de euros, una disminución en los pagos anticipados registrados en los epígrafes "Otros activos no corrientes" y "Otros activos corrientes", por un importe de 85 millones de euros y 10 millones de euros, respectivamente, y el correspondiente incremento de los pasivos corrientes y no corrientes (componentes de la Deuda Financiera Neta) por importe de 583 millones de euros. Ver nota D.3 en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio fiscal 2019.

<sup>4</sup>El Grupo Siemens Gamesa ha adoptado la NIIF 16 a partir del 1 de octubre de 2019 mediante el método retrospectivo sin reexpresar las cifras del periodo comparativo. Como consecuencia de lo

anterior, se ha modificado el balance de inicio a 1 de octubre de 2019. Los principales impactos por la primera aplicación de NIIF 16 en el balance consolidado a 1 de octubre de 2019 son el incremento del Inmovilizado material correspondiente a los activos por derecho de uso por importe de 679 millones de euros, una disminución en los pagos anticipados registrados en los epígrafes "Otros activos no corrientes" y "Otros activos corrientes", por un importe de 85 millones de euros y 10 millones de euros, respectivamente, y el correspondiente incremento de los pasivos corrientes y no corrientes (componentes de la Deuda Financiera Neta) por importe de 583 millones de euros. Ver nota D.3 en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio fiscal 2019.

<sup>5</sup>ESG: criterios ambientales, sociales y de gobernabilidad por sus siglas en Inglés (Environmental, Social and Governance).

<sup>6</sup>El EBIT pre PPA, costes de Integración y reestructuración excluye el impacto de costes de integración y reestructuración por importe de 27 M€ y el impacto de la amortización del valor razonable del



- Beneficio neto pre PPA, costes de integración y reestructuración<sup>7</sup>: -108 M€ (N.A)
- Beneficio neto: -174 M€ (NA)
- Caja (deuda) financiera neta (DFN<sup>8</sup>): 175 M€
- MWe vendidos: 1.932 MWe (-9% a/a)
- Cartera de pedidos: 28.089 M€ (+22% a/a)
- Entrada de pedidos en firme en 1T: 4.628 M€ (+82% a/a)
- Entrada de pedidos en firme últimos doce meses: 14.836 M€ (+29% a/a)
- Entrada de pedidos AEG en 1T: 3.841 MW (+61% a/a)
- Entrada de pedidos en firme en AEG en los últimos 12 meses: 12.924 MW (+19% a/a)
- Flota instalada: 101.336 MW
- Flota en mantenimiento: 63.544 MW

## Mercados y pedidos

En un mercado competitivo, pero con demanda creciente, la solidez de la actividad comercial continúa siendo una característica del desempeño de la compañía, alcanzándose nuevos récords en la entrada y en el libro de pedidos. Durante los últimos doce meses, Siemens Gamesa ha firmado pedidos por un importe total de 14.836 M€ (+29% a/a) terminando diciembre de 2019 con una cartera de pedidos de 28.089 M€ (+22% a/a). El crecimiento de la cartera de pedidos equivale a 5.035 M€ adicionales frente a la cartera a diciembre de 2018 y 2.583 M€ frente a la cartera a septiembre de 2019 y permite alcanzar una cobertura de un 98%<sup>9</sup> de la guía promedio de ventas anunciadas para FY 20 y de un 100% del rango inferior.

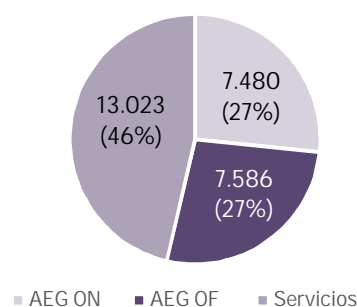
Inmovilizado Inmaterial procedente del PPA (Purchase Price Allocation) por importe de 66 M€.

<sup>7</sup>El beneficio neto pre PPA, costes de integración y reestructuración excluye en total 67 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.

<sup>8</sup>Caja/(Deuda) financiera neta se define como las partidas de caja y equivalentes menos deuda financiera a largo plazo y a corto plazo. El Grupo Siemens Gamesa ha adoptado la NIIF 16 a partir del 1 de octubre de 2019 mediante el método retrospectivo sin reexpresar las cifras del periodo comparativo. Como consecuencia de lo anterior, se ha modificado el balance de inicio a 1 de octubre de 2019. Los principales impactos por la primera aplicación de NIIF 16

El 46% del libro de pedidos, 13.023 M€, corresponde a la actividad de Servicios, con niveles de rentabilidad superiores y que crece un 22% año a año. El libro de pedidos de la actividad de Aerogeneradores se divide en 7.586 M€ de pedidos Offshore (+17% a/a) y 7.480 M€ de pedidos Onshore (+27% a/a).

### Ilustración 1: Cartera de pedidos a 31.12.19 (M€)

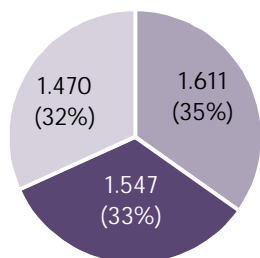


Durante 1T 20 la entrada de pedidos del Grupo alcanza un importe de 4.628 M€, +82% a/a, impulsada por la fortaleza de la actividad comercial en Offshore y Servicios. Offshore alcanza un récord de entrada de pedidos en un primer trimestre mientras que Servicios alcanza un récord histórico.

en el balance consolidado a 1 de octubre de 2019 son el incremento del Inmovilizado material correspondiente a los activos por derecho de uso por importe de 679 millones de euros, una disminución en los pagos anticipados registrados en los epígrafes "Otros activos no corrientes" y "Otros activos corrientes", por un importe de 85 millones de euros y 10 millones de euros, respectivamente, y el correspondiente incremento de los pasivos corrientes y no corrientes (componentes de la Deuda Financiera Neta) por importe de 583 millones de euros.

<sup>9</sup>Cobertura de ventas: total de pedidos en firme (€) recibidos hasta diciembre 2019 para actividad en el ejercicio fiscal 2020 / punto medio de la guía de ventas comunicadas a mercado para año fiscal 2020 (entre 10.200 M€ y 10.600 M€).

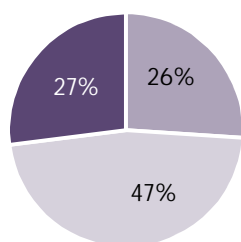
**Ilustración 2: Entrada de pedidos 1T 20 (M€):**



■ AEG ON ■ AEG OF ■ Servicios

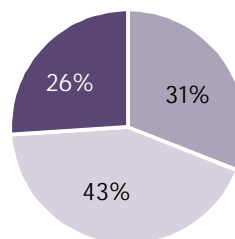
La actividad comercial Onshore: 1.611 M€, -10% a/a, en 1T 20, refleja el impacto dilusivo del aumento del tamaño medio de los aerogeneradores y un menor alcance de producto por la mayor contribución de China, que compensa el récord de volumen (MW) contratado en un primer trimestre: 2.563 MW, +8% a/a. El récord de volumen de contratación se extiende a los últimos doce meses, con 9.581 MW en pedidos, +5% a/a, y refleja no solo un mercado en crecimiento, sino también la solidez del posicionamiento competitivo de la compañía, dentro de una estrategia de crecimiento rentable. Siemens Gamesa firma 6.746 M€ en pedidos AEG ON en los últimos doce meses, equivalente a una ratio "Book-to-Bill" de 1,3 veces las ventas de AEG ON del periodo. La ratio "Book-to-Bill" del 1T 20 asciende también a 1,4 veces las ventas del periodo.

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



■ EMEA ■ Américas ■ APAC

**Ilustración 4: Entrada de pedidos (M€) AEG ON 1T 20 (%)**



■ EMEA ■ Américas ■ APAC

Dentro de los 44 países que han contribuido a la firma de contratos (M€) en Onshore en los últimos doce meses, EE.UU., India y China son los tres mercados más importantes para la compañía, con una contribución al total del volumen (MW) de pedidos de un 25%, un 15% y un 11% respectivamente. Le siguen Chile, Canadá y Brasil con un 9%, un 6% y un 5% respectivamente. En 1T 20, China con un 18% y Canadá, con un 16%, son los principales contribuyentes a la entrada de pedidos, seguidos por Brasil y Suecia con un 9% y España con un 7%. EE.UU. e India contribuyeron un 6% cada uno de la entrada de pedidos en 1T 20. Dentro del trimestre cabe destacar la firma del primer contrato de la nueva plataforma Onshore 5.X: 35 aerogeneradores SG 5.8-155 con Arise AB para el parque Skaftasen en Suecia. La nueva plataforma ofrece una proposición de valor excelente a los clientes de la compañía:

- Mayor producción anual de energía y CAPEX optimizado para cada proyecto.
- Diseño flexible que facilita el transporte, la construcción y el mantenimiento, dando como resultado un menor coste de la energía (LCoE).
- Configuración a medida para cada proyecto y emplazamiento.

Con este pedido las nuevas plataformas con potencia superior o igual a 4 MW contribuyen un 44% al total de pedidos del trimestre frente al 26% contribuido durante el año fiscal 2019.

**Tabla 1: Entrada de pedidos AEG ON (MW)**

<i>Entrada de pedidos AEG ON (MW)</i>	LTM	1T 20
<b>Américas</b>	<b>4.452</b>	<b>1.069</b>
EE.UU.	2.407	159
Brasil	468	229
México	122	122
<b>EMEA</b>	<b>2.147</b>	<b>678</b>
España	308	184
<b>APAC</b>	<b>2.983</b>	<b>815</b>
India	1.415	155
China	1.026	464
<b>Total (MW)</b>	<b>9.581</b>	<b>2.563</b>

En Offshore, la fuerte entrada de pedidos en 1T 20, 1.279 MW, refleja tanto la fortaleza del posicionamiento competitivo como la tradicional volatilidad de la actividad comercial en este mercado (12 MW en entrada de pedidos en 1T 19). En los últimos doce meses, se ha firmado un volumen de contratos de 3.343 MW, casi dos veces el volumen firmado en los doce meses a diciembre de 2018, por un valor de 4.250 M€, +66% a/a.

Durante 1T 20 se han firmado los siguientes contratos Offshore: Formosa 2 en Taiwán (376 MW), Neart Na Gaoithe en Escocia (432 MW), Hywind Tampen en Noruega (88 MW) y el parque de Fryslan en los Países Bajos (383 MW).

La fortaleza del posicionamiento competitivo de Siemens Gamesa en el mercado Offshore se ha visto reflejada también en:

- La selección de SGRE como suministrador preferente para el proyecto eólico marino Dominion Energy Virginia Offshore Wind, en la costa de Virginia (EE.UU.) con una potencia de 2.640 MW. Este contrato de suministro

preferente se añade al firmado en 3T 19 con Ørsted and Eversource por 1,7 GW y eleva el volumen de la cartera condicional en EE.UU. a 4,4 GW.

- La selección de 140 unidades de la turbina Offshore de 11 MW para los cuatro parques de Hollandse Kust Zuid que desarrolla Vattenfall en Holanda y que forman parte de la cartera de pedidos condicionales.
- La firma de un acuerdo con Hai Long Offshore Wind para el suministro preferente de los aerogeneradores al parque Hailong 2 en Taiwán (300 MW).

La firma de estos contratos condicionales ha permitido a la compañía cerrar el primer trimestre con un volumen de cartera condicional de 9,6 GW.

Por último, cabe destacar el extraordinario nivel de la actividad comercial de Servicios, con un volumen de contratación de 1.470 M€ en 1T 20, cuatro veces superior a la entrada de pedidos en 1T 19 y equivalente a una ratio de "Book-to-Bill" de 4 veces las ventas del trimestre. El volumen se ha visto apoyado por los contratos de aerogeneradores Offshore firmados en Taiwán, Escocia y los Países Bajos que han venido acompañados por contratos de mantenimiento. El mercado Offshore representa casi el 60% del volumen de contratos de mantenimiento recibidos durante el trimestre. Dado el impacto de la actividad comercial de AEG OF, más volátil, es importante destacar que la compañía espera volver a un nivel de contratación normalizado en los próximos trimestres.

En los últimos doce meses, Servicios ha firmado contratos por un total de 3.840 M€, un 79% por encima del volumen de contratos firmados en los últimos doce meses a diciembre de 2018. La duración media de la cartera de pedidos Offshore asciende a 8 años.

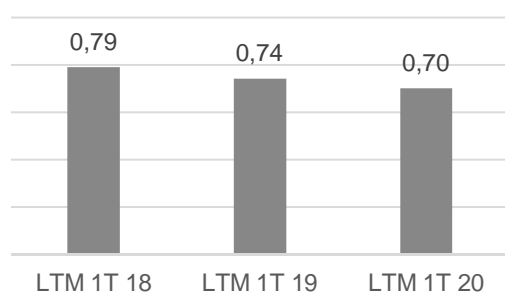
**Tabla 2: Entrada de Pedidos (M€)**

	1T 19	2T 19	3T 19	4T 19	1T 20
<b>AEG</b>	2.195	1.717	3.735	2.386	3.158
Onshore	1.799	1.200	1.695	2.240	1.611
Offshore	396	517	2.040	146	1.547
Servicios	346	749	931	690	1.470
<b>Grupo</b>	2.541	2.466	4.666	3.076	4.628

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 mecanismo 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 FY 19 y 1T 20.

**Ilustración 5: Precio medio de venta - entrada de pedidos Onshore (M€/MW)<sup>10</sup>**



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 fabricación.

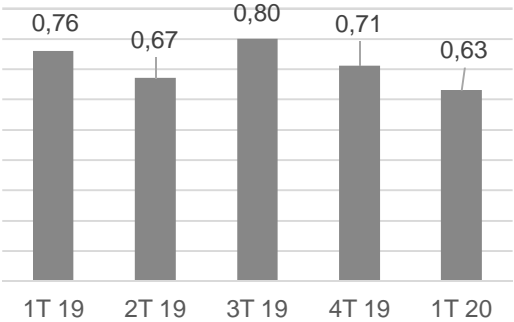
Sin embargo, y como se ha explicado en trimestres anteriores, el precio medio de venta está influenciado por factores adicionales al precio del aerogenerador como son el país, el alcance del contrato o el mix de máquina, y cuya evolución no está directamente alineada con la rentabilidad. Estos impactos se aprecian en la evolución trimestral del precio medio y se hacen especialmente relevantes durante el primer trimestre de FY 20. La evolución del precio medio de venta en 1T 20 con respecto a los trimestres anteriores, tanto 1T 19 como 4T 19 obedece a dos elementos principalmente:

- El impacto del mix geográfico, con una menor contribución de EMEA en favor de Américas y APAC con precios más bajos. Especialmente relevante es la mayor contribución de China, que excluye la torre del alcance de producto, con un 18% del volumen de contratación Onshore en 1T 20. El ASP de 1T 20 excluyendo el impacto de China asciende a 0,68 M€/MW.
- El aumento de la potencial nominal media de los contratos firmados, con los productos de potencial igual o mayor a 4 MW representando un 44% de la entrada de pedidos, frente al 26% de FY 20. El efecto dilusivo de un aumento de la potencial nominal media se mantendrá en los próximos trimestres.

<sup>10</sup>LTM 1T 18 es un dato proforma.



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



## Principales magnitudes del desempeño económico-financiero

En la siguiente tabla se recogen las principales magnitudes económico-financieras del primer trimestre (octubre-diciembre) de FY 20 (1T 20) y FY 19 (1T 19).

**Tabla 3: Principales magnitudes del desempeño económico-financiero**

M€	1T 19	1T 20	Var. a/a
Ventas del Grupo	2.262	2.001	-11,6%
AEG	1.904	1.634	-14,2%
Servicios	358	366	+2,5%
Volumen AEG (MWe)	2.129	1.932	-9,3%
Onshore	1.520	1.747	+14,9%
Offshore	609	185	-69,6%
EBIT pre PPA y costes de I&R	138	-136	NA
Margen EBIT pre PPA y costes de I&R	6,1%	-6,8%	-12,9 p.p.
Margen EBIT AEG pre PPA y costes de I&R	2,7%	-13,7%	-16,4 p.p.
Margen EBIT Servicios pre PPA y costes de I&R	24,3%	24,1%	-0,2 p.p.
Amortización de PPA <sup>1</sup>	66	66	-0,7%
Costes de integración y reestructuración	32	27	-14,8%
EBIT reportado	40	-229	NA
Resultado del ejercicio atribuible a los accionistas de SGRE	18	-174	NA
Resultado del ejercicio por acción de los accionistas de SGRE <sup>2</sup>	0,03	-0,26	NA
CAPEX	81	92	11
CAPEX/ventas (%)	3,6%	4,6%	1,0 p.p.
Capital circulante	-27	-939	-911
Capital circulante/ventas LTM (%)	-0,3%	-9,4%	-9,1 p.p.
(Deuda)/Caja neta	165	175	10
(Deuda) neta/EBITDA LTM	+0,19	+0,27	+0,07

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: 1T 19: 679.450.733; 1T 20: 679.514.202.

El desempeño económico financiero del Grupo durante 1T 20 ha sufrido el impacto imprevisto de un aumento material en los costes, derivado de retos en la ejecución de ciertos proyectos Onshore, concretamente proyectos en el norte de Europa. Las condiciones de las carreteras y una llegada anticipada del invierno, que ha reducido la ventana de entrega, retrasándola en algunos casos hasta el tercer trimestre, han originado costes adicionales estimados en c. 150M€, que se contabilizan en el primer trimestre de FY 20.

Junto a este impacto inesperado, el desempeño también refleja la planificación prevista de la actividad, con mayor nivel en el segundo semestre.

El menor volumen de actividad previsto para 1S 20 ha sido especialmente bajo en 1T 20 al planificarse el lanzamiento de la fabricación del aerogenerador SG 8.0-167 DD, que reduce de forma temporal el ritmo de fabricación Offshore. El volumen de fabricación Offshore se normalizará a partir de 2T 20, en línea con la previsión anual de ventas.

La planificación de las ventas Onshore se ha visto impactada por el retraso en la ejecución de proyectos en el norte de Europa, ya mencionado, y en India donde el mercado continúa mostrando un nivel elevado de volatilidad.

Por su parte, la evolución de las ventas de Servicios refleja la volatilidad estándar de las soluciones de valor añadido que tuvieron una contribución muy alta en 1T 19.

En este entorno las ventas del Grupo han ascendido a 2.001 M€, un 12% por debajo de las ventas alcanzadas en el primer trimestre del ejercicio anterior.

El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración se reduce a -136 M€, equivalente a una reducción del margen sobre ventas de 13 puntos porcentuales año a año.

La evolución del EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración del Grupo en 1T 20 refleja el impacto de los siguientes factores:

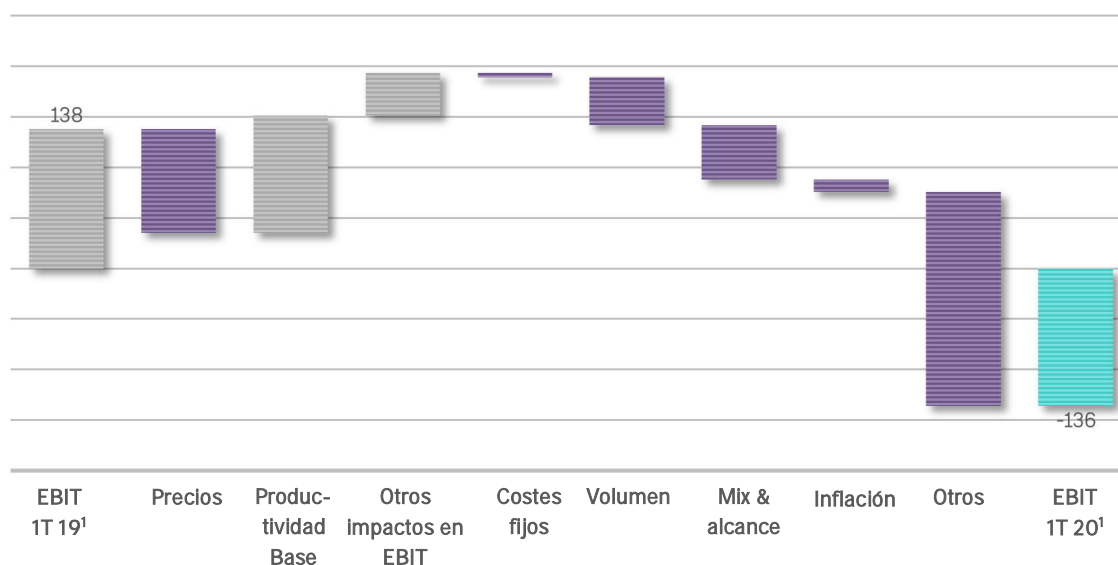
(-) La reducción de precios incorporada en el libro de pedidos (Onshore, Offshore y Servicios) al comienzo del ejercicio que continúa siendo el principal lastre en la evolución de la rentabilidad del Grupo.

(+) Las mejoras de productividad y costes fijos procedentes del programa L3AD2020 que compensan la reducción de precios.

(-) El impacto negativo del menor volumen de ventas Offshore, que baja un 35% a/a.

(-) El mix de proyectos del grupo

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



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

Adicionalmente a estos 4 factores, cuyo impacto durante 1T 20 está alineado con las previsiones de la compañía, la variación anual se ha visto impactada de forma excepcional por un aumento de costes material e imprevisto derivado de ciertos retos en la ejecución de proyectos Onshore.

El impacto del PPA en la amortización de intangibles se sitúa en 66 M€ en 1T 20 (66 M€ en 1T 19) y los costes de integración y reestructuración en 27 M€ en el mismo periodo (32 M€ en 1T 19).

Los gastos financieros netos han ascendido a 12 M€ en 1T 20 (14 M€ en 1T 19) y el gasto por impuestos asciende a una ganancia de 68 M€ (8 M€ en gasto en 1T 19).

Como resultado, el Grupo termina con una pérdida -neta pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de 108 M€ en 1T 20. La pérdida neta reportada, que incluye el impacto de la amortización procedente del PPA y de los costes de integración y reestructuración, ambos netos de impuestos por un importe total de 67 M€ en 1T 20, asciende a 174 M€ frente a un beneficio de 18 M€ generado en 1T 19. La pérdida neta por acción para los accionistas de Siemens Gamesa asciende a 0,26 €.

La focalización en cuentas a cobrar, dentro del programa de control del circulante, el bajo nivel de actividad Offshore de 1T 20, la puesta en marcha de una estricta estrategia de fabricación ligada a cobro en India ante la volatilidad del mercado, y la fortaleza en la entrada de pedidos del Grupo, ayudan a mantener el capital circulante estable con respecto al nivel de cierre del ejercicio: -939 M€ equivalente a -9.4% sobre las ventas de los últimos doce meses. La variación anual del circulante asciende a una mejora de 911 M€ equivalente a 9,1 p.p. sobre ventas.

El aumento de actividad que se espera en los próximos trimestres, con la normalización del ritmo de fabricación Offshore revertirá progresivamente parte de la mejora conseguida en el primer trimestre.

**Tabla 4: Capital circulante (M€)**

<i>Capital circulante (M€)</i>	1T 19 <sup>1</sup>	2T 19	3T 19	4T 19	1T 20	Var. a/a
Cuentas a cobrar	1.135	1.171	1.460	1.308	1.108	-27
Existencias	1.925	2.006	2.044	1.864	2.071	146
Activos por contrato	2.033	1.771	1.952	2.056	1.801	-232
Otros activos corrientes	417	464	651	461 <sup>2</sup>	578	161
Cuentas a pagar	-2.557	-2.505	-2.733	-2.886	-2.471	86
Pasivos por contrato	-2.340	-1.991	-2.267	-2.840	-3.193	-853
Otros pasivos corrientes	-641	-706	-869	-798	-833	-192
Capital circulante	-27	211	238	-833	-939	-911
Var. t/t	515	238	28	-1.071	-106 <sup>2</sup>	
Capital circulante/Ventas LTM	-0,3%	2,2%	2,4%	-8,1%	-9,4%	

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).
2. La aplicación de la NIIF 16 modifica el saldo de apertura de la cuenta "Otros activos corrientes" en 10 M€: de 461 M€ a cierre del año fiscal 2019 a 451 M€ a apertura del ejercicio fiscal 2020. El capital circulante a apertura de FY 20 asciende a -843 M€, 10 M€ menos que el capital circulante a cierre de FY 19. Teniendo en cuenta el impacto de la aplicación de la NIIF 16, la variación de capital circulante durante el primer trimestre de FY 20 asciende a una reducción de 95 M€.

El CAPEX de 1T 20 se sitúa en 92 M€, en línea con los objetivos anuales establecidos en las guías. La inversión se ha concentrado en el desarrollo de nuevos

servicios, de las plataformas Onshore y Offshore, en utillaje y en equipos.

La introducción de la NIIF 16 en FY 20<sup>11</sup> aumenta la deuda financiera bruta de la compañía en 583 M€ (ver

<sup>11</sup>El Grupo Siemens Gamesa ha adoptado la NIIF 16 a partir del 1 de octubre de 2019 mediante el método retrospectivo sin reexpresar las cifras del periodo comparativo. Como consecuencia de lo anterior, se ha modificado el balance de inicio a 1 de octubre de

2019. Los principales impactos por la primera aplicación de NIIF 16 en el balance consolidado a 1 de octubre de 2019 son el incremento del Inmovilizado material correspondiente a los activos por derecho de uso por importe de 679 millones de euros, una disminución en

nota D.3 en las cuentas consolidadas del grupo para el ejercicio FY 19). Como resultado la posición de caja neta a 30 de septiembre de 2019 de 863 M€ pasa a una posición de caja neta de apertura de FY 20 (1 de octubre de 2019) de 280 M€. Teniendo en cuenta el impacto del cambio contable, la evolución de la posición de caja neta se mantiene prácticamente estable durante 1T 20: 175 M€, 105 M€ por debajo de la posición a comienzo del ejercicio. Este desempeño se produce gracias a la estabilidad del circulante durante este periodo.

Durante el primer trimestre de FY 20 Siemens Gamesa refuerza su financiación extendiendo el plazo de vencimiento de su financiación sindicada hasta diciembre de 2024, y consiguiendo condiciones más flexibles gracias a su calificación crediticia de "Investment grade". La operación se convierte además en la primera línea de financiación "verde" al vincularse a criterios ESG.

## Aerogeneradores

**Tabla 5: Aerogeneradores (M€)**

M€	1T 19	2T 19	3T 19	4T 19	1T 20	Var. a/a
<b>Ventas</b>	1.904	2.060	2.242	2.527	1.634	-14,2%
Onshore	1.103	1.243	1.229	1.650	1.116	1,2%
Offshore	801	817	1.013	877	518	-35,4%
<b>Volumen (MWe)</b>	2.129	2.383	2.394	2.585	1.932	-9,3%
Onshore	1.520	1.707	1.699	2.009	1.747	14,9%
Offshore	609	676	694	576	185	-69,6%
<b>EBIT pre PPA y costes I&amp;R</b>	51	106	76	149	-224	N.A.
Margen EBIT pre PPA y costes I&R	2,7%	5,1%	3,4%	5,9%	-13,7%	-16,4 p.p.

Durante el primer trimestre del ejercicio fiscal 2020 las ventas de la división de Aerogeneradores ascienden a 1.634 M€, un 14% por debajo de las ventas de 1T 19. La contracción de las ventas de Aerogeneradores se produce por una reducción de las ventas Offshore (-35% a/a) ligeramente compensadas por el crecimiento de dígito único en Onshore (+1,2% a/a).

El crecimiento de las ventas Onshore, hasta alcanzar un importe de 1.116 M€ en 1T 20, se apoya en el crecimiento del volumen de actividad (MWe) del trimestre que asciende a 1.747 MWe, un 15% superior al volumen de ventas de 1T 19, y que se ve parcialmente compensado por la evolución de precios, el mix de geográfico y el retraso en la fase final de entrega e instalación de proyectos en el norte de Europa. A pesar de crecer doble dígito, el volumen de ventas se ha visto

afectado por el retraso en la ejecución de proyectos en India, con la puesta en marcha de un modelo centrado en la alineación estricta de la fabricación a los hitos de cobro en un entorno de mercado volátil.

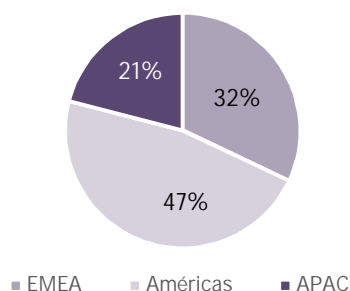
Durante 1T 20, EE.UU. e India son los mayores contribuyentes a las ventas de Onshore (en MWe), con un 28% y un 14% de participación respectivamente.

los pagos anticipados registrados en los epígrafes "Otros activos no corrientes" y "Otros activos corrientes", por un importe de 85 millones de euros y 10 millones de euros, respectivamente, y el correspondiente incremento de los pasivos corrientes y no

corrientes (componentes de la Deuda Financiera Neta) por importe de 583 millones de euros.



**Ilustración 8: Volumen de ventas (MWe) AEG ON 1T 20 (%)**



Por su parte, Offshore experimenta una contracción de sus ventas que alcanzan un importe de 518 M€, un 35% inferior a las ventas de 1T 19, con un volumen de 185 MWe, un 70% por debajo del volumen de 1T 19. Es importante destacar que la contracción de la actividad de ventas (MWe) Offshore está en línea con la planificación anual, que se encuentra completamente cubierta por pedidos, y que refleja también el impacto del lanzamiento de la fabricación de la plataforma SG 8.0-167 DD en un menor ritmo de fabricación. La actividad retomará un ritmo alineado con las expectativas anuales a partir de segundo trimestre del ejercicio.

EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración asciende a -224 M€, equivalente a un margen sobre ventas de -13,7%, 16,4 puntos porcentuales por debajo del margen EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de 1T 19. La falta de rentabilidad durante 1T 20 se debe principalmente al impacto adicional imprevisto y material en costes derivado de retos en la ejecución de proyectos Onshore, en el Norte de Europa. Adicionalmente, han influido:

- Los menores precios que se ven compensados por los resultados del programa de transformación de L3AD2020.
- El coste de subactividad en Offshore por la reducción de volumen.
- El mix de ventas con una menor contribución del segmento Offshore y una menor contribución de EMEA en Onshore.

Es importante destacar que los impactos de menor precio, volumen y mix de proyecto están en línea con las expectativas de la compañía. Asimismo, el ejercicio de transformación ha generado las mejoras de productividad previstas y que han compensado en su totalidad el impacto de menores precios.

Durante la primera mitad de FY 20 se completará la ejecución de proyectos procedentes de los primeros años de existencia de la compañía con márgenes bajos. La entrada de pedidos AEG ON en 1T 20 muestra una mejora consistente de margen que se irá trasladando a la cuenta de pérdidas y ganancias durante la segunda mitad de FY 20. Asimismo, a partir de 2T 20 se retomará un volumen normalizado de actividad en Offshore lo que contribuirá a reducir los costes de subactividad.

La compañía continúa reforzando su organización y sus procesos Onshore para mejorar de forma sostenida el récord de ejecución. Asimismo, se ha puesto en marcha una política estricta de fabricación ajustada al cobro en la India, dada la volatilidad del mercado y se ha aprovechado el menor volumen de actividad para avanzar en el desarrollo de la India como centro global de suministro.

Todas estas medidas, y el progreso estimado para la segunda mitad del año permiten prever una mejora continuada durante el segundo semestre

## Servicios de Operación y Mantenimiento

**Tabla 6: Operación y mantenimiento (M€)**

M€	1T 19	2T 19	3T 19	4T 19	1T 20	Var. a/a
Ventas	358	330	390	417	366	2,5%
EBIT pre PPA y costes I&R	87	73	83	100	88	1,5%
Margen EBIT pre PPA y costes I&R	24,3%	22,0%	21,3%	24,1%	24,1%	-0,2 p.p.
Flota en mantenimiento (MW)	56.828	56.875	58.708	60.028	63.544	11,8%

En la actividad de Servicios, las ventas suben un 2,5% con respecto al 1T 19 hasta 366 M€. Este crecimiento está impulsado por un crecimiento de las ventas de mantenimiento, +12% a/a, y repuestos, compensado por una reducción de las ventas de soluciones de valor añadido.

La flota bajo mantenimiento se sitúa en 63,5 GW un 12% por encima de la flota bajo mantenimiento en 1T 19. La flota Offshore, con 12,3 GW bajo mantenimiento, crece un 23% a/a mientras que la flota de Onshore crece un 9% a/a hasta los 51,3 GW. El crecimiento de la flota se ha visto apoyado por una mejora de la tasa de renovación que alcanza un 71% en el trimestre, 10 p.p.

superior a la tasa de renovación en 1T 19. La flota en mantenimiento de terceras tecnologías se sitúa en 2.147 MW<sup>12</sup> a 31 de diciembre de 2019.

El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de Servicios asciende a 88 M€, equivalente a un margen sobre ventas de un 24,1%, prácticamente estable a/a (24,3% en 1T 19).

Durante el segundo trimestre de FY 20 se completa la adquisición de los activos de Servicios de Servicio. Esta adquisición está en línea con la estrategia presentada a mercado en 2018, y refuerza el ya fuerte posicionamiento competitivo de la unidad.

<sup>12</sup>Flota en mantenimiento de terceras tecnologías Incluye 425 MW de tecnología MADE, 25 MW de tecnología Bonus y 1.005 MW de Adwen.

## Sostenibilidad

En la siguiente table se recogen los principales indicadores de desarrollo social y medioambiental de los periodos 1T 19 y 1T 20, y su variación inter-trimestral.

**Table 7: Principales magnitudes de sostenibilidad**

	1T 19	1T 20 (*)	Var. a/a
<b>Seguridad y salud laboral</b>			
Ratio accidentes con baja por millón horas trabajadas (LTIFR) <sup>1</sup>	1,32	1,32	0%
Ratio accidentes registrables por millón horas trabajadas (TRIR) <sup>2</sup>	3,89	2,87	-26,2%
<b>Medioambiente</b>			
Energía primaria (directa) empleada (TJ)	89	90	0,7%
Energía secundaria (indirecta) empleada (TJ)	154	176	14,2%
de la cual, Electricidad (TJ)	130	151	16,8%
de origen renovable (TJ)	97	99	2,7%
de fuentes de combustion convencionales (TJ)	33	52	58,5%
porcentaje de electricidad renovable (%)	75	66	-12,1%
Consumo de agua de red (miles de m <sup>3</sup> )	90	108	19,5%
Residuos generados (kt)	11	17	55,3%
de los cuales, peligrosos (kt)	1	3	161,4%
de los cuales, no peligrosos (kt)	10	14	43,5%
de los cuales, se reciclan (kt)	7	12	69,4%
<b>Empleados</b>			
Número de empleados (a final de ejercicio)	23.384	24.327	4,0%
empleados < 35 años (%)	38,8	37,9	-2,3%
empleados entre 35-44 años (%)	36,0	36,5	1,6%
empleados entre 45-54 años (%)	18,6	18,4	-0,6%
empleados entre 55-60 años (%)	4,2	4,5	7,1%
empleados > 60 años (%)	2,0	2,1	3,7%
empleados no clasificados (%) <sup>3</sup>	0,5	0,5	3,4%
Mujeres en plantilla (%)	18,7	18,9	0,7%
Mujeres en posiciones directivas (%)	10,8	10,5	-2,3%
<b>Cadena de suministro</b>			
Número de proveedores tier 1	14.468	11.543	-20,2%
Volumen de compra (M€)	2.177	1.836	-15,7%

1. El índice LTIFR se calcula para 1.000.000 de horas de trabajo e incluye todos los accidentes que provocan pérdida de al menos una jornada de trabajo.
2. El índice TRIR se calcula para 1.000.000 de horas de trabajo e incluye todas las fatalidades, accidentes con baja laboral, trabajos restringidos y casos de tratamiento médico.
3. Según la regulación específica de algunos países, la información sobre la edad no se refleja en los registros de datos.

(\*) Cifras no auditadas

## Seguridad y salud

La Seguridad y salud laboral es un pilar clave para Siemens Gamesa. Es una parte esencial de la gestión de riesgos y de los controles internos del Grupo. Preservar la Seguridad y la salud está vinculado a los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas, como son la salud y bienestar (Objetivo 3), el trabajo decente y el crecimiento económico (Objetivo 8), así como la paz y la justicia (Objetivo 16).

Al cierre del período de reporte, el índice de frecuencia de accidentes con baja (LTIFR) fue de 1.32 (1.32 en el primer trimestre del año fiscal 19).

El índice total de accidentes registrables (TRIR) alcanzó 2,87 en el primer trimestre del año fiscal 20 (3,89 en el primer trimestre del año fiscal 19).

Siemens Gamesa actúa de forma proactiva en el análisis de las causas de los accidentes y dispone de indicadores de gestión que muestran el nivel de cumplimiento de esta filosofía de trabajo en la gestión diaria. Esto incluye, por ejemplo, la realización de inspecciones de seguridad (3.791), observaciones de seguridad (10.265) y auditorías de seguridad y salud (15) durante el trimestre de referencia.

## Medioambiente

Siemens Gamesa dispone de un Sistema de Gestión Medioambiental certificado según la norma ISO 14001: 2015, que cubre todos los emplazamientos. El alcance de la certificación cubre todas las áreas funcionales y procesos centrales relacionados con la venta, diseño y desarrollo, adquisición y fabricación de aerogeneradores, así como otros componentes mecánicos y eléctricos para aplicaciones eólicas y no eólicas.

El consumo total de energía durante el período de referencia ascendió a 265.729 GJ (9% más que en el primer trimestre del año fiscal 19). Por lo tanto, el consumo de energía acumulado por empleado y año fue de 10,9 GJ. La proporción de energía primaria (incluye la energía destinada a fuentes de combustión directa como el fuel-oil, la gasolina, el gas natural o los gases licuados de petróleo) es del 34%, mientras que la energía secundaria (principalmente la electricidad y la calefacción urbana) representa el 66% del total.

El volumen total de residuos ascendió a 16.567 toneladas en el primer trimestre del año fiscal 20. La mayor parte de los residuos producidos -hasta en un

80% son no-peligrosos. Además, la tasa de reciclabilidad de todos los residuos producidos en Siemens Gamesa es del 75%, por lo que la mayor parte de los residuos se reciclan.

## Empleo

Al final del primer trimestre del año fiscal 20, la plantilla total ascendía a 24.327 empleados. Desde una perspectiva regional, Europa, Oriente Medio y África es la región con la mayor proporción de plantilla (66%), seguida de Asia y Australia (20%) y América (14%).

La proporción de mujeres en plantilla representa el 18,9% de la fuerza laboral total. Por regiones, las mujeres representan el 21% de la fuerza laboral en Europa, Medio Oriente y África, el 21% en América y el 10% en Asia y Australia.

Siemens Gamesa tiene 295 empleados en puestos directivos al final del primer trimestre del ejercicio 20, de los cuales el 10,5% son mujeres. Se espera que esta proporción aumente en línea con la aplicación de las mejores prácticas de empleo.

## Proveedores

El volumen de compra asciende a 1.836 millones de euros, procedentes de más de 11.000 proveedores tier-1. Estos proveedores se benefician de un proceso de selección imparcial y son evaluados para asegurar que cumplen con los altos estándares de calidad requeridos por nuestro enfoque de excelencia.

Como base de la sostenibilidad de los proveedores, y en cumplimiento de la política del Grupo, el Código de Conducta para Proveedores e Intermediarios Terceros es de obligado cumplimiento y establece los requisitos vinculantes del Grupo.

## Índices ESG

Siemens Gamesa es miembro constituyente de índices internacionales de sostenibilidad reconocidos, como el Dow Jones Sustainability Index®, FTSE4Good® y Ethibel Sustainability Index®. Cabe destacar que Siemens Gamesa ha sido incluida en el Índice Bloomberg Gender Equality Index® de 2020. El índice incluye 325 compañías con una capitalización bursátil combinada de 12 billones de dólares, con sedes en 42 países y pertenecientes a 50 sectores. Siemens Gamesa está plenamente comprometida con el apoyo a la igualdad de género a través del desarrollo de políticas, la representatividad y la transparencia.

## Perspectivas

### Entorno económico

Desde principios de 2018 la economía global se ha debilitado, con un menor crecimiento que en 2017, como resultado del impacto de la incertidumbre política en el comercio internacional y en la inversión. Según el Banco Mundial<sup>13</sup> (BM), el PIB en 2018 fue del 3%, frente al 3,2% del 2017. Aunque las tensiones comerciales entre EE.UU. y China se han relajado desde el acuerdo del 13 de diciembre de 2019<sup>14</sup>, estas podrían volver. Además, la acumulación de deuda y la ralentización del crecimiento de la productividad global siguen acentuando la debilidad del pronóstico. En cualquier caso, los riesgos, como indican tanto el BM como el Fondo Monetario Internacional<sup>15</sup> (FMI), permanecen en el lado negativo.

El FMI prevé una desaceleración del crecimiento mundial del 3,6% en 2018 al 2,9% en 2019, que representa el nivel más bajo desde 2008–09 y una rebaja de 0,1 puntos porcentuales de la proyección publicada en el informe de octubre de 2019. En 2020 se espera una recuperación hasta un 3,3% (0,1 puntos porcentuales menos de lo considerado en su último informe de octubre), alcanzando un 3,4% en 2021; ambas cifras se encuentran por debajo del crecimiento alcanzado en 2018. El crecimiento en las economías avanzadas disminuiría desde el 2,2% de 2018 hasta un 1,7% en 2019 y un 1,6% en 2020 (0,1 puntos porcentuales menos en 2020) y en 2021, mientras que el de las economías emergentes y en desarrollo repuntaría desde un 3,7% en 2019 hasta un 4,4% en 2020 y un 4,6% en 2021 (0,2 puntos porcentuales menos que en la estimación de octubre para los tres años). El pronóstico de crecimiento para India representa el grueso de las revisiones a la baja.

Por su parte, el BM prevé un crecimiento de un 2,4% en 2019, aumentando progresivamente hasta

alcanzar un 2,6% en 2021, en ambos casos 0,2 p.p. por debajo de las estimaciones de junio 2019.

Regionalmente, el BM prevé una desaceleración del crecimiento en la Unión Europea, desde un 1,9% en 2018 hasta un 1,1% en 2019, un 1,0% en 2020, y un 1,3% en 2021, con una particular debilidad del sector industrial en Alemania por la caída de la demanda desde Asia y las interrupciones en la producción de vehículos. La incertidumbre alrededor del Brexit también impacta en el crecimiento. En este país, el FMI prevé un crecimiento en 2019 y 2020 de entre 1,3% y 1,5%, y en Alemania se proyecta en un 0,5% en 2019, un 1,1% en 2020 y un 1,4% en 2021.

Según el BM, Estados Unidos crecerá un 2,3% en 2019 para desacelerarse hasta un 1,8% en 2020 y un 1,7% en 2021, a medida que se desvanece el impacto del estímulo de la reforma fiscal. El FMI espera un crecimiento de un 2,3% en 2019, de un 2,0% en 2020 y un 1,7% en 2021. Esta reducción resulta del retorno a una orientación fiscal neutra y un menor impulso del relajamiento de las condiciones financieras.

En México se estima un crecimiento del 0% en 2019, pero conforme se desvanece la incertidumbre política volvería a crecer al 1,2% en 2020 y 1,8% en 2021 (BM). Mientras, en Brasil, el FMI proyecta que el crecimiento pase de un 1,3% en 2018 a un 1,2% en 2019, un 2,2% en 2020 y un 2,3% en 2021. Para América Latina, el FMI proyecta que el crecimiento se recupere de un 0,1% estimado para 2019 a un 1,6% en 2020 y un 2,3% en 2021, revisado a la baja por la continua debilidad de la inversión en México y las tensiones sociales en Chile, parcialmente compensado por la revisión al alza en Brasil.

En Asia, el FMI proyecta para India un crecimiento del 4,8% en 2019, del 5,8% en 2020, y del 6,5% en

<sup>13</sup> Banco Mundial. Global Economic Prospects. Slow Growth, Policy Challenges. Enero 2020.

<sup>14</sup> Acuerdo fase 1 del 13 de diciembre por el que, a cambio de reducir los aranceles a las importaciones de productos chinos en aproximadamente 120.000 millones de dólares, China incrementaría sustancialmente la compra de productos agrícolas desde EE.UU., y haría otras concesiones en propiedad intelectual,

transferencias de tecnología, agricultura, servicios financieros, y cambio de divisas.

<sup>15</sup> Fondo Monetario Internacional. Perspectivas de la Economía Mundial. Octubre 2019.



2021, 1,3 y 1,2 puntos porcentuales por debajo de lo estimado en octubre para 2019 y 2020 respectivamente, por una desaceleración de la demanda más marcada de lo previsto. El BM también espera una desaceleración hasta un 5% en 2019 (menos 2.5 p.p. respecto a la estimación de junio) con una actividad reducida por la falta de disponibilidad de crédito y un consumo privado moderado. En 2020 se espera una recuperación hasta el 5,8% y el 6,1% en 2021. En China, se prevé una desaceleración del crecimiento del 6,6% en 2018 a un 6,1% en 2019, a un 6,0% en 2020 y un 5,8% en 2021 según el FMI, y del 6,6% en 2018 a un 6,1% en 2019 y un 5,9% en 2020 según el BM, lo que supondría la primera vez desde 1990 que China crece por debajo del 6%, en medio de una desaceleración en el crecimiento de la productividad laboral y continuos factores adversos.

## Perspectivas eólicas globales a largo plazo

En 2020, el mercado global de la energía continuará 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 el informe de las Naciones Unidas sobre el diferencial entre los objetivos de reducción de emisiones y los logros conseguidos<sup>16</sup>, los gobiernos deben triplicar sus esfuerzos si quieren alcanzar el objetivo comprometido e introducir nuevas medidas de manera urgente cuando revisen sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDCs por sus siglas en inglés), con muchas opciones rentables para reducir rápidamente las emisiones.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE), en su último informe anual (WEO 2019)<sup>17</sup>, alcanza unas conclusiones similares. Las políticas y compromisos anunciados hasta la fecha por los distintos países y organizaciones supranacionales conducen a que la generación renovable, liderada por la generación

eólica y fotovoltaica, supere a la generación con carbón a mitad de la próxima década, y a ralentizar el crecimiento de las emisiones, pero sin alcanzar su máximo hasta 2040, por lo que los objetivos de sostenibilidad quedan lejos de alcanzarse.

Las renovables supondrán más de dos tercios de la capacidad instalada globalmente hasta 2040, con la eólica triplicándose liderada por el despegue de la eólica Offshore. En este informe se proyecta una generación eólica y solar fotovoltaica mayor que en el informe anterior (WEO 2018), con un incremento importante en las previsiones de potencia instalada de eólica Offshore, gracias al incremento de su competitividad, que le lleva a ser competitiva con los combustibles fósiles y con otras renovables como la solar fotovoltaica en la próxima década.

De acuerdo con este escenario, la capacidad eólica acumulada al final del periodo (2040) ascendería a 1.850 GW, 150 GW más de los estimados en el anterior informe anual (con más de 300 GW Offshore). Este volumen acumulado representa un nivel sostenido de instalaciones anuales promedio de 57 GW durante más de 20 años, casi un 15% superior al promedio de los últimos años (2012-2018: c. 50 GW según el Consejo Global de la Energía / Global Wind Energy Council o GWEC). En el caso de Offshore supone alcanzar más de 20 GW anuales en 2030, frente a un nivel de 4 GW<sup>18</sup> instalados en 2018 y los casi 7 GW<sup>19</sup> esperados para 2019.

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 según el AIE que las renovables supongan el 80% de la nueva capacidad instalada a 2040. En este escenario, la flota eólica acumulada en 2040 ascendería a casi 3.000 GW, algo más de 1.000 GW más que en el escenario anterior, y el ritmo de instalaciones anuales ascendería hasta un promedio de 130 GW por año durante los próximos 20 años, de los que

<sup>16</sup>Naciones Unidas. Emissions Gap Report 2019. Noviembre 2019.

<sup>17</sup>AIE. World Energy Outlook 2019 (WEO 2019). Noviembre 2019.

<sup>18</sup>GWEC. Informe Eólico Global 2018 (publicado en abril 2019) del Consejo Global de la Energía Eólica.

<sup>19</sup>Wood Mackenzie: Perspectivas Globales 4T 19.

casi 30 GW serían Offshore en 2030, alcanzando los 40 GW en 2040.

De la misma forma, IRENA<sup>20</sup> también señala que los objetivos incluidos actualmente en los NDCs están lejos de ser suficientes para alcanzar los objetivos climáticos, y no reflejan las tendencias reales de crecimiento renovable ni los compromisos existentes de muchos países. Mientras que los objetivos incluidos en los NDCs supondrían alcanzar una capacidad renovable de 3,2 TW en 2030, en realidad, de acuerdo con la tendencia actual, este objetivo se alcanzaría en 2022. En este sentido, y de acuerdo con el mecanismo de ajuste incluido en el Acuerdo de París (*“ratchet mechanism”* según su denominación en inglés), 2020 es el primer año en el que los países firmantes deberían aumentar los objetivos recogidos en sus NDCs y alinearlos con objetivos compatibles con el control del cambio climático (con mejoras progresivas cada 5 años). IRENA considera que podrían alcanzarse de forma rentable hasta 7,7 TW (3,3 veces la capacidad instalada actual), aportando beneficios socio económicos sustanciales.

Los resultados del informe de Bloomberg New Energy Finance (BNEF) sobre las perspectivas energéticas mundiales publicado en junio 2019 (NEO 2019) también coinciden. NEO 2019 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 2.965 GW en 2040 (un 10% más de lo estimado en el informe NEO 2018), lo que supone un ritmo anual promedio de más de 100 GW anuales, durante los próximos 20 años. En este mismo informe, BNEF estima que se invertirán 13,3 billones de dólares hasta 2050 en nuevos activos de generación y el 77% o 10,2 billones de dólares se invertirán en energías renovables, de los cuales 5,3 billones de dólares se destinan a la energía eólica.

De acuerdo con NEO 2019, hoy, más de dos tercios de la población mundial vive en países en los que la energía eólica o solar, si no ambas, son la fuente de energía más barata. Hace tan solo 5 años, lo eran el carbón y el gas. En 2030, la nueva potencia eólica y solar serán más baratas que las centrales de gas y carbón ya existentes en casi todo el mundo. Desde 2010, el coste de la energía eólica se ha reducido en un 49% y se espera un 50% de reducción adicional, en el caso de la energía eólica terrestre, en 2050.

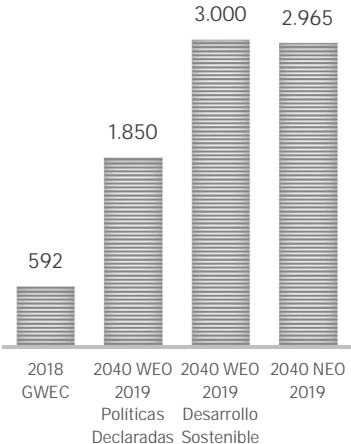
En 2050, las energías eólica y solar suministrarán casi el 50% de la energía del mundo, con la hidráulica, nuclear y otras fuentes renovables suministrando otro 21%. La generación con carbón caerá a la mitad, suponiendo un 12% de la generación en 2050, comparado con el 27% actual. La instalación cambia del 57% de combustibles fósiles, a dos tercios de renovables.

El aumento de la competitividad de los mecanismos de almacenamiento contribuirá a hacer posible el aumento de la contribución de las energías renovables. NEO 2019 estima que el coste de almacenamiento se reducirá un 64% hasta 2040, desde 187 USD/MWh hoy hasta 67 USD/MWh.

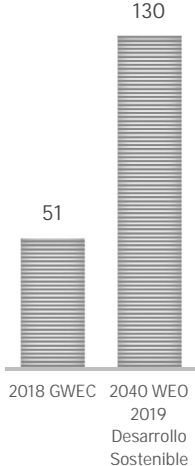
---

<sup>20</sup>IRENA (2019), NDCs in 2020: Advancing renewables in the power sector and beyond. Diciembre 2019.

**Ilustración 9: Instalaciones eólicas (GW acumulados)**



**Ilustración 10: Instalaciones anuales 2018-40E (GW/año)**

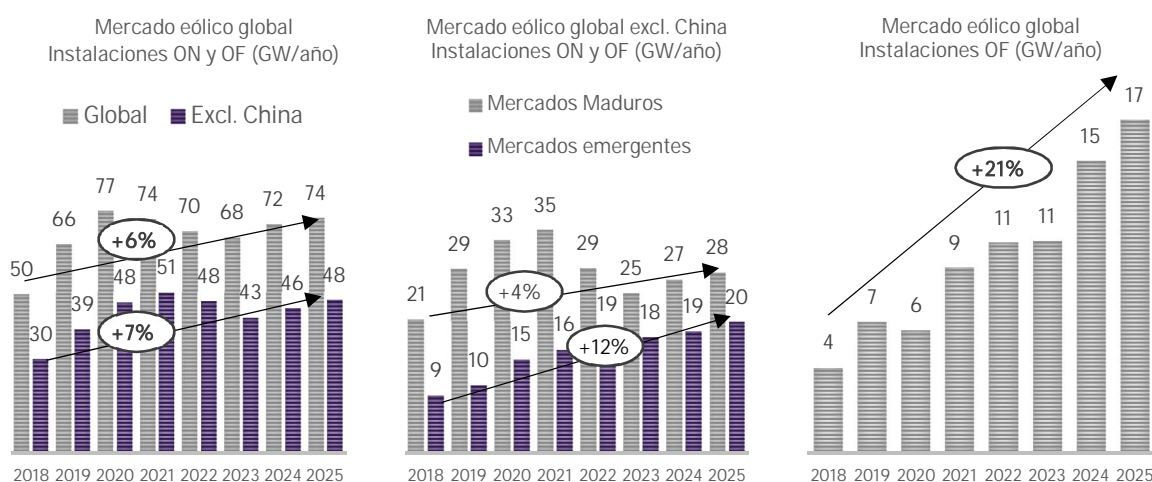


## Actualización trimestral de demanda a corto y medio plazo

En los siguientes gráficos se presentan las expectativas de instalación en el medio plazo (2019-

2025)<sup>21</sup> junto a las instalaciones finales reportadas para el año 2018<sup>22</sup>.

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



Las expectativas de instalaciones para el periodo 2019-2025<sup>23</sup> continúan mostrando la solidez de la demanda, y vuelven a aumentar con respecto a las perspectivas presentadas durante el tercer trimestre del año natural 2019 (ambas de Wood Mackenzie). Este aumento, entre las perspectivas publicadas en el tercer y el cuarto trimestre de 2019, es de 2 GW para el periodo completo 2019-2025, de los que 1,5 GW corresponden al mercado Onshore, y 0,5 GW al mercado Offshore. En el periodo de 2019e-2028e el volumen de instalaciones acumuladas aumenta en 13,6 GW hasta 752 GW, apalancándose en Offshore y en la repotenciación de instalaciones Onshore (especialmente en la segunda mitad de la década).

En el cambio de perspectivas de Wood Mackenzie entre el tercer y el cuarto trimestre, el mercado Onshore experimenta una reducción sensible (-1,5 GW) en 2019, que se compensa en 2020 (+1,9 GW) y 2021 (+1,7 GW). En el mercado Offshore se reduce ligeramente en 2020 y 2021 (conjuntamente -0,5 GW) y sensiblemente en 2023 (-1,2 GW), compensado entre 2024 y 2025 (conjuntamente +2,2 GW).

China (152 GW), EE.UU. (56 GW), India (33 GW) y Alemania (18 GW) continúan siendo los mayores mercados Onshore, contribuyendo más del 60% de las instalaciones totales acumuladas que se prevén en 2019-2025. Francia, Brasil, Suecia, España y Australia contribuyen en más de un 10% con

<sup>21</sup>Wood Mackenzie: Perspectivas Globales 4T 19. Las burbujas indican las tasas de crecimiento anual compuesto.

<sup>22</sup>"Informe Eólico Global 2018" (GWEC abril 2019) reporta para 2018 en instalaciones ON y OF 51 GW globalmente y 28 GW excluyendo China; 20 GW en instalaciones globales ON y OF en mercados

emergentes, y 8 GW en mercados maduros; 4 GW en OF (similares a las instalaciones reportadas por Wood Mackenzie).

<sup>23</sup>Todas las expectativas tanto de 3T 19 (año natural) como de 4T 19 (año natural) que aparecen en esta sección proceden de los informes trimestrales de previsiones globales del mercado eólico de Wood Mackenzie.

Instalaciones acumuladas entre 8 GW y 11 GW por país, en el periodo 2019-2025.

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 36% al total de instalaciones en el periodo. Europa, liderada por Reino Unido con 12 GW en instalaciones en ese mismo periodo, instala 29 GW contribuyendo un 38% al total. EE.UU. y Taiwán les siguen con 10 GW y 6 GW respectivamente en 2019-2025.

El aumento en las instalaciones previstas en Onshore procede principalmente de Suecia, India, Ucrania y Sudáfrica, con menores expectativas en Alemania y China. En Offshore, el incremento viene principalmente de Estados Unidos y Reino Unido, compensado parcialmente con las bajadas de Corea del Sur y Bélgica:

- En Suecia, nuevas decisiones de inversión y las nuevas adquisiciones de proyectos de Vattenfall suponen un incremento en el corto plazo.
- En India, a pesar de que los factores adversos mantienen la presión sobre las previsiones, la actividad de instalación en 2019 supone un incremento en la previsión para este año.
- En Ucrania, el plan de eliminar el régimen de "Feed-in-Tariff" actual ha provocado una aceleración en el desarrollo de los proyectos y el incremento en las previsiones.
- En Sudáfrica, el incremento procede de los nuevos objetivos a 2030.
- Las reducciones en las estimaciones Onshore se concentran en Alemania, con un continuo déficit de suscripción en las subastas, y en China, donde muchos proyectos con

permisos dejarán de ser viables con la eliminación de los subsidios en 2021.

- En Offshore, las mejores expectativas vienen de los nuevos objetivos anunciados en Virginia (EE.UU.) y Reino Unido, mientras que las reducciones proceden de retrasos de proyectos de 2021-2025 a años posteriores.

Más allá del ritmo de instalaciones, la dinámica de precios no ha experimentado cambios respecto al trimestre anterior y la estabilización continúa 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. Según el índice de precios de aerogeneradores que BNEF publicó con fecha del 16 de diciembre, el precio medio por MW Onshore se sitúa en 0,7 millones de dólares por MW para los contratos firmados en la segunda mitad de 2019, un 7% por debajo del precio promedio de los contratos firmados durante la segunda mitad de 2018 (0,75 M\$/MW). El aumento de la potencia nominal de los aerogeneradores es uno de los principales impulsores de esta disminución. En términos de producto la categoría >3 MW continúa ganando cuota de mercado y la potencia promedio para los contratos con entrega en 2021 alcanza ya los 4 MW.

### Resumen de los principales eventos relacionados con la energía eólica 1T 20<sup>24</sup>

Durante el primer trimestre del año fiscal 2020 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.

<sup>24</sup>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.



### COP25 - Naciones Unidas – Cumbre del Clima

- La cumbre celebrada en Madrid deja para 2020 las grandes medidas contra el Cambio Climático.
- El acuerdo para desarrollar el mercado de carbono (artículo 6), queda pospuesto para la COP26, tras la negativa de Brasil y el bajo interés de EE.UU. y China.
- Hasta 10 países americanos<sup>25</sup> se comprometen oficialmente a alcanzar un objetivo de un 70% de energía renovable en la región para 2030.

### Unión Europea

- La Comisión Europea anuncia que propondrá en marzo una ley europea del clima con el objetivo de que Europa sea climáticamente neutra en 2050, después de declarar el clima y el medio ambiente como una emergencia global.
- Las fuentes de energías renovables tendrán un papel fundamental, siendo esencial el incremento de la producción eólica marina, basándose en la cooperación entre los estados miembros.

### Alemania

- El parlamento aprueba la Ley del Clima, acordada el trimestre anterior, con un objetivo renovable de un 65% en 2030 y objetivos concretos para cada fuente renovable, aunque sin detallar los mecanismos a través de los que se conseguirán dichos objetivos.
- Se presenta una lista de medidas relacionadas con la obtención de permisos, licencias y el desarrollo de la red de transmisión con el propósito de reactivar el interés en el mercado Onshore.
- Entre octubre y diciembre se publican los resultados de la quinta y sexta subastas eólicas y la cuarta subasta neutral (ver

Tabla 8). Por primera vez desde hace casi 2 años la sexta subasta ha tenido una alta suscripción.

### Dinamarca

- El parlamento ha adoptado el objetivo vinculante de reducir las emisiones de efecto invernadero un 70% en 2030 y hacia cero en 2050.
- Se ha seleccionado el esquema de contratos por diferencias (CfD por sus siglas en inglés) para el proyecto Offshore Thor (entre 800 MW y 1.000 MW). El gobierno danés pretende subastar otros dos proyectos Offshore adicionales antes de 2023 (de 800 MW cada uno) para aumentar la capacidad en 2,4 GW por lo menos en 2030. La necesidad de evaluaciones de impacto ambiental adicionales podría retrasarlos.
- Se publican los resultados de la segunda subasta neutral (ver Tabla 8). Esta ha sido la primera subasta en la que un proyecto híbrido eólico y solar ha sido asignado en Europa.

### España

- El parlamento aprueba una tasa de remuneración del 7,09% para las plantas renovables durante el periodo 2020-2025.

### Francia

- Se planea la instalación de 1 GW Offshore en Normandía.
- Se publican los resultados de la cuarta subasta eólica Onshore (ver Tabla 8).

### Irlanda

- El gobierno aprueba el nuevo esquema de subastas para proyectos renovables. De forma indicativa, se subastarán anualmente entre 1.000 GWh y 3.000 GWh

---

<sup>25</sup>Chile, Colombia, Costa Rica, República Dominicana, Ecuador, Guatemala, Haití, Honduras, Paraguay y Perú.

(que se calcula aproximadamente entre 300 MW y 750 MW). Los proyectos se entregarían a partir de diciembre 2022.

#### Noruega y Suecia

- El Gobierno de Noruega cancela un plan nacional para la energía eólica terrestre y explora la subida de los impuestos a los parques en línea con el sector hidráulico (37% sobre el beneficio y 1,29 €/MWh) ante la oposición de la población al sector.
- Suecia considera poner fin a su participación en el programa de certificados verdes, que mantiene juntamente con Noruega, en 2021 (frente al compromiso inicial de mantenerlo hasta 2030).

#### Países Bajos

- El gobierno ha anunciado una tercera subasta eólica Offshore sin subsidio, para el proyecto Hollandse Kust Noord de 700 MW.
- Se han publicado los resultados de la subasta de primavera de 2019 (ver Tabla 8). Se anuncia una subasta adicional de primavera 2020, en la que podrán participar proyectos de diferentes tecnologías renovables.

#### Polonia

- El gobierno ha presentado su plan de energía y clima en la comisión europea (23% consumo de energía renovable en 2030), por el que la capacidad de eólica Onshore alcanzaría 9,6 GW en 2030, desde los 6 GW actuales. La eólica Offshore alcanzaría 3,8 GW en 2030, y 8 GW en 2040.
- Se publican los resultados de la subasta de 2019, por la que se han asignado 78 TWh de un objetivo inicial de 113,97 TWh (aproximadamente 1,73 GW). Se desconoce la distribución entre eólica y solar fotovoltaica.

#### Reino Unido

- Tras las elecciones de diciembre, el gobierno ha confirmado que incrementa el objetivo de instalaciones de eólica Offshore a 40 GW a 2030 (anteriormente 30 GW).

#### Sudáfrica

- El departamento de energía ha publicado un nuevo plan estratégico a 10 años (Integrated Resource Plan), que incluye un incremento de 14,4 GW eólicos, lo que supondría unos 1.600 MW anuales entre 2022 y 2030.

#### Brasil

- Se publica el plan de expansión a 10 años PDE – 2029, en el que EPE (Empresa de Pesquisa Energética) contempla el aumento de la contribución eólica al mix de energía desde un 9% hasta un 16%, y una contratación de 3 GW anuales de energía eólica.
- La autoridad medioambiental ha lanzado consultas públicas para otorgar las licencias de los primeros proyectos Offshore. La regulación final se espera en 2020.
- Se publican los resultados de la subasta A6 de 2019 (ver Tabla 8) y las directrices para la próxima subasta A4.

#### Cuba

- Se adopta decreto ley con un objetivo de alcanzar un 24% de generación renovable en 2030 (desde un 4% actual). El 25% de la energía renovable sería eólica.

#### Chile

- Se acelera el plan de cierre de las plantas de carbón con los anuncios del cierre anticipado de 674 MW de los 5 GW existentes (objetivo inicial es un cierre completo en 2040).
- Se publican las normas para la subasta de 5,9 TWh/año abierta a todas las fuentes

renovables (si solo se adjudicasen a eólica podrían suponer 1,68 GW).

### EE.UU.

- Se notifica la salida oficial de EE.UU. del acuerdo de París, aunque esta no podrá materializarse hasta noviembre de 2020.
- Los PTC al 60% (créditos fiscales a la producción eólica por sus siglas en inglés) o ITC al 18% (crédito fiscal a la inversión, por sus siglas en inglés, que también aplica a los proyectos Offshore) se extienden un año<sup>26</sup>.
- Se cancela la planeada subida de un 5% en las tarifas a las listas 1 a 3 de productos importados desde China, manteniéndose el nivel del 25% existente.
- Indiana abre el plazo para ofertas para 2.600 MW de eólica y solar (300 MW eólico) más almacenamiento, para cumplir el plan de eliminación completa del carbón en 2028.
- Maryland: el 1 de enero de 2020 se abre el plazo de solicitud para los ORECs (créditos a la energía eólica Offshore), para 1,2 GW de capacidad.
- Nueva Jersey aumenta el objetivo Offshore a 7,5 GW, de los 3,5 GW iniciales.
- Se publican los resultados de las subastas Offshore de Connecticut y Massachusetts (ver Tabla 8). Connecticut selecciona a Vineyard Wind y Massachusetts a Mayflower Wind (JV entre EDPR y Shell).

### China

- El ministerio de finanzas anuncia una reducción de los subsidios a energías renovables en 2020 a 5.670 millones de CNY (8.100 millones de CNY en 2019) para proyectos eólicos, de biomasa, y de solar distribuida, eliminando así los subsidios a

grandes proyectos solares. Se anuncia además que los proyectos eólicos Onshore dejarán también de recibir este subsidio en 2021.

- Además, se está estudiando eliminar también los subsidios a Offshore para proyectos con puesta en marcha desde 2022, aunque se permite a los gobiernos locales y regionales apoyar estos proyectos.

### India

- Ante las dudas de la agencia de crédito local CRISIL (propiedad de S&P), el gobierno confirma que alcanzará el objetivo de 175 GW renovables establecido para 2022. Las medidas anunciadas por el gobierno incluyen una nueva red de transporte de 66 GW, el desarrollo de "mega parques", y la simplificación de la obtención de terrenos en algunas regiones.
- A pesar del aumento del precio máximo desde 2,85 INR/MWh hasta 2,93 INR/MWh, se aplaza de nuevo la subasta eólica de SECI IX tras una baja participación, con tan solo 266 MW de Enel y Adani, de un objetivo inicial de 1.200 MW. La baja participación es el resultado de un precio máximo bajo, y problemas con las líneas de transmisión y los permisos.
- La subasta de NTPC – II ha quedado desierta, después de haber incrementado el precio máximo (desde 2,85 INR/MWh hasta 2,93 INR/MWh) y haber extendido el plazo de presentación de propuestas. Mientras, los proyectos de la primera subasta de NTPC (celebrada en 2018) están todavía pendientes de conseguir las aprobaciones regulatorias necesarias.

### Taiwán

- El ministerio de asuntos económicos planea un nuevo objetivo de 10 GW

<sup>26</sup> Para los proyectos que inicien construcción o con "safe harbor" en 2020 y con puesta en marcha límite en 2024.

Offshore adicionales entre 2026 y 2035, considerando que el objetivo de 5,7 GW a 2025 se cumplirá según lo previsto.

- Además, ha anunciado la tarifa para 2020. Los proyectos eólicos Offshore recibirán 5.094,6 TWD/MWh (151,9 USD/MWh), un 7,6% menos que en 2019.

## Resumen de subastas

**Tabla 8: Resumen de los resultados de subastas publicados durante el 1T 20**

Subasta	Tipo	Tecnología	MW <sup>1</sup>	Precio Medio €/MWh <sup>2</sup>	Fecha Operación
Alemania - V	Específica	ON	204	62	2021
Alemania - VI	Específica	ON	509	61,1	2021
Alemania - neutra IV	Neutral	ON	0	0	2021
Dinamarca - neutra II	Neutral	ON	135	2 <sup>3</sup>	2021
Francia	Específica	ON	576	67	2022
Grecia - IV	Específica	ON	224	58	2023
Países Bajos - SDE+ primavera	Neutral	ON	142,91	41	2021
Brasil - A6	Neutral	ON	1.040	21	2025
Colombia	Neutral	ON	1.000	25 <sup>5</sup>	2022
EE.UU. - Connecticut	Específica	OF	804	NA	2025
EE.UU. - Massachusetts	Específica	OF	804	NA	2025
India - NTPC II	Específica	ON	0	-	-

1. MW adjudicados a ON o OF.
2. Aplicado tipo de cambio a fecha de publicación de resultados.
3. Prima sobre el precio de mercado.
4. Precio medio de los proyectos eólicos y solares adjudicados.

**Tabla 9: Subastas anunciadas durante el 1T 20**

Subasta	Tecnología	Objetivo	Fecha prevista <sup>1</sup>
Países Bajos - Hollande Kust Noord	OF	700 MW	abril 2020
Países Bajos - SDE+ primavera	Neutral (renovables)	2.000 M€	abril 2020
Chile	Neutral	5,9 TWh/año	mayo 2020
EE.UU. Maryland - ORECs	OF	1,2 GW	julio 2020
Australia - ACT	Neutral (renovables)	250 MW <sup>2</sup>	NA
India - NDMC hybrid	Eólica, solar, híbrida más almacenamiento	400 MW	enero 2020

1. Fecha prevista para entrega de propuestas. Los resultados en algunos casos se publican más tarde.
2. Capacidad más almacenamiento (0,1 MW/0,2 MWh de batería por MW eólico equivalente).



## Guías 2020

	1T 20	FY 20E Nov. 19 <sup>1</sup>	FY 20E Feb. 20 <sup>1</sup>
Ventas (M€)	2.001	10.200-10.600	10.200-10.600
Margen EBIT pre PPA y costes I&R	-6,8%	5,5%-7,0%	4,5%-6,0%

1. Estas guías no incluyen cargas derivadas de asuntos legales o regulatorios y se dan a tipo de cambio constante. Las guías excluyen cualquier impacto derivado del cambio de estructura accionarial y del acuerdo de adquisición de ciertos activos de Senvion

Más allá del impacto de una planificación de la actividad centrada en el segundo semestre del ejercicio, los menores precios compensados por el ejercicio de transformación, y el mix de proyecto, el desempeño económico-financiero del 1T 20 se ve impactado por un aumento material y no previsto de los costes, derivado de retrasos en la ejecución de proyectos en el norte de Europa. Este impacto, que se estima en c. 150 M € y se contabiliza en 1T 20, reduce el desempeño anual esperado por la compañía a nivel de margen EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración a un rango entre un 4,5% y un 6,0%.

La guía de ventas se mantiene intacta gracias a la fortaleza de la actividad comercial que permite asegurar el cumplimiento del rango inferior que se encuentra cubierto en un 100% por el libro de pedidos a diciembre de 2019. La cobertura del punto medio alcanza un 98%.

El impacto del PPA en la amortización de intangibles ascendió a 66 M€ en 1T (260 M€ FY 20E) y los gastos de integración y reestructuración a 27 M€ (200 M€ FY 20E).

El CAPEX del trimestre se encuentra también alineado con el objetivo de una ratio sobre ventas de un 6%. El aumento temporal (de un 5% a un 6%) permite acomodar la inversión necesaria para acometer el fuerte crecimiento que se espera en Offshore en los próximos años, con inversiones necesarias en Francia y Taiwán, y la inversión en las nuevas plataformas de Onshore.

### Acuerdo de adquisición de activos de Senvion<sup>27</sup>

En enero de 2020 se cierra la adquisición de ciertos activos de Servicios de Senvion y de toda su propiedad intelectual. Durante 2T 20, se espera completar la compra de la fábrica de Vagos.

La adquisición de los activos de Servicios se ha completado en el tiempo y con las condiciones previstas. La cartera de pedidos de Servicios Onshore de los activos adquiridos asciende a 1,6K M€ y la flota bajo mantenimiento a c. 9 GW. El negocio se encuentra listo para operar.

El impacto de la operación, una vez se complete la adquisición de Vagos, es limitado en FY 20, con una estimación de 150 M€ de ventas. A nivel de EBIT pre PPA y antes de gastos de reestructuración no será material.

El acuerdo de adquisición de activos de Senvion demuestra el liderazgo de la compañía en la siguiente ronda de consolidación y se encuadra dentro de la estrategia anunciada en el plan de negocio de crecer en el mantenimiento de la flota de terceros. Completar el acuerdo supone reforzar el posicionamiento del Grupo dentro de un sector, Servicios, de gran atractivo tanto por su rentabilidad como por el crecimiento a futuro, a través de la adquisición de activos en varios países europeos. Con la adquisición, la flota bajo mantenimiento del Grupo aumenta hasta los c. 72 GW, fortaleciéndose la flota en Europa. Asimismo, el libro de pedidos aumenta hasta c. 14,6K M€.

<sup>27</sup>Ad-Hoc del 9 de enero de 2020.

## Conclusiones

Siemens Gamesa Renewable Energy cierra el primer trimestre del ejercicio fiscal 2020 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.

- En este entorno, la solidez de la actividad comercial ha permitido a la compañía alcanzar un libro de pedidos récord a 31 de diciembre de 2019: 28.089M€ (+22% a/a) y una cobertura del punto medio de la guía de ventas para FY 20 de un 98%<sup>28</sup> y de un 100% del rango inferior de la guía. Esta cobertura es 7 puntos porcentuales superior a la cobertura a 1T 19 para el punto medio de la guía de ventas de dicho año, dando seguridad a los objetivos de crecimiento previstos para FY 20 y aumentando la visibilidad del crecimiento en el medio y largo plazo. Durante los últimos doce meses el grupo ha firmado pedidos por un importe de 14.836 M€, +29% a/a, de los cuales 4.628 M€, +82% a/a, se han firmado en 1T 20. Dentro de la actividad comercial de 1T 20 hay que destacar el desempeño de la entrada de pedidos en Servicios que asciende a 1.470 M€, cuatro veces por encima de la entrada de pedidos de 1T 19, y el éxito continuo de la compañía en los nuevos mercados Offshore con la firma de un acuerdo preferente de suministro por un volumen de 2,6 GW en EE.UU.

Frente al éxito comercial, el desempeño económico financiero en 1T 20 está lejos de satisfacer a la compañía. Junto al impacto planificado de un menor nivel de actividad en Offshore, precios decrecientes, aunque compensados por las mejoras de productividad, y un mix de proyecto negativo, el trimestre se ha visto impactado por un aumento de costes, material e imprevisto, derivado de retos en la ejecución de ciertos proyectos Onshore en el norte de Europa, impacto que no ha podido compensarse dentro del mismo trimestre.

Estos costes adicionales derivan del retraso en la ejecución de la cartera en el norte de Europa por el estado de las carreteras y las condiciones meteorológicas adversas.

Como resultado, la compañía cierra el 1T 20 con unas ventas de 2.001 M€, un 12% por debajo de las ventas de 1T 19 y un EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de -136 M€, equivalente a una caída de margen de 12,9 puntos porcentuales a/a. Debido a los costes adicionales generados por los retos en la ejecución de proyectos en el norte de Europa, el desempeño anual esperado por la compañía a nivel de margen EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración para FY 20 se ajusta a un rango de entre un 4,5% y un 6,0%, por debajo de las guías comunicadas a mercado el 5 de noviembre de 2019. La guía de ventas permanece intacta.

La planificación del ejercicio incluye una mejora material durante el segundo semestre, apoyada en el aumento de la actividad del Grupo, la mejora del margen de los pedidos que se ejecutan en la segunda mitad del año parte de los cuales se han recibido en 1T 20, y el cumplimiento del ejercicio de transformación.

El programa de control de circulante, la fortaleza en la entrada de pedidos, el nivel de actividad y la puesta en marcha de una estrategia de fabricación ligada a cobro en India, ha permitido contener la tradicional salida de caja del primer trimestre del ejercicio, cerrando 1T 20 con una posición de caja neta a 31 de diciembre de 175 M€, 105 M€ por debajo de la posición de caja neta al comienzo del trimestre y casi 600 M€<sup>29</sup> por encima de la posición de caja neta, excluyendo el impacto contable de la adopción de la NIIF 16.

Finalmente hay que destacar los siguientes acontecimientos que, junto al fuerte desempeño

<sup>28</sup>Cobertura de ventas: total de pedidos en firme (€) recibidos hasta diciembre 2019 para la actividad del año fiscal 2020 / punto medio de la guía de ventas comunicadas a mercado para el año fiscal 2020 (entre 10.200 M€ y 10.600 M€).

<sup>29</sup> Caja financiera neta a 31 de diciembre de 2018: 165 M€, aumento de la deuda por Introducción de IFRS 16 en octubre 2019: 583 M€, caja neta a 31 de diciembre de 2019: 175 M€. Ver note D.3 en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio fiscal 2019.

comercial, apoyan las perspectivas de la compañía en el largo plazo:

- Las nuevas plataformas de producto Onshore en las categorías de 4 MW+ contribuyen un 44% de la entrada de pedidos en 1T 20. Adicionalmente se firma el primer pedido de la plataforma 5.X. En esta línea, los contratos firmados durante 1T 20 muestran una clara mejoría del margen.
- Se completa a tiempo y en las condiciones acordadas la adquisición de los activos de Servicios de Servion y de la propiedad

Intelectual, lo que refuerza el posicionamiento de Servicios, especialmente en Europa.

- Aumentan de forma considerable los compromisos en el mercado Offshore en el que la compañía disfruta de un liderazgo indiscutible.

La compañía espera celebrar un día de mercado de capitales durante la primera mitad de 2020, coincidiendo con la presentación de los resultados del 2T 20, para compartir en más detalle el camino hacia la visión de largo plazo que permanece estable.

## Anexo - Estados Financieros Octubre 2019 - Septiembre 2019

### Cuenta de Resultados

EUR en millones	Octubre - Diciembre 2019
Importe neto de la cifra de negocios	2.001
Coste de ventas	(2.057)
<b>Margen Bruto</b>	<b>(57)</b>
Gastos de Investigación y Desarrollo	(50)
Gastos de ventas y gastos generales de administración	(123)
Otros ingresos de explotación	2
Otros gastos de explotación	(1)
Ingresos (pérdidas) de inversiones contabilizadas según el método de la participación	-
Ingresos financieros	3
Gastos financieros	(14)
Otros ingresos (gastos) financieros	(2)
<b>Ingreso de operaciones continuadas antes de Impuestos</b>	<b>(242)</b>
Impuestos sobre beneficios	68
<b>Resultados de operaciones continuadas</b>	<b>(174)</b>
Resultado del ejercicio precedente de operaciones Interrumpidas, neto de impuesto	-
Participaciones no dominantes	(1)
<b>Resultado del ejercicio atribuible a los accionistas de SGRE</b>	<b>(174)</b>

## Balance de situación

EUR en millones	30.09.2019	01.10.2019 (*)	31.12.2019
<b>Activos:</b>			
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1.727	1.727	1.661
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.287	1.287	1.079
Otros activos financieros corrientes	275	275	161
Deudores comerciales, empresas vinculadas	22	22	29
Activos por contrato	2.056	2.056	1.801
Existencias	1.864	1.864	2.071
Activos por impuesto corriente	207	207	214
Otros activos corrientes	461	451	578
<b>Total activo corriente</b>	<b>7.899</b>	<b>7.889</b>	<b>7.593</b>
Fondo de comercio	4.744	4.744	4.662
Otros activos intangibles	1.916	1.916	1.864
Inmovilizado material	1.426	2.105	2.086
Inversiones contabilizadas según el método de la participación	71	71	71
Otros activos financieros	143	143	124
Activos por Impuesto diferido	401	401	504
Otros activos	89	4	4
<b>Total activo no corriente</b>	<b>8.790</b>	<b>9.384</b>	<b>9.316</b>
<b>Total activo</b>	<b>16.689</b>	<b>17.273</b>	<b>16.909</b>
<b>Pasivo y Patrimonio neto:</b>			
Deuda financiera corriente	352	418	513
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	2.600	2.600	2.282
Otros pasivos financieros corrientes	130	130	71
Acreedores comerciales, empresas vinculadas	286	286	188
Pasivos por contrato	2.840	2.840	3.193
Provisiones corrientes	762	762	711
Pasivos por impuesto corriente	201	201	167
Otros pasivos corrientes	798	798	833
<b>Total pasivo corriente</b>	<b>7.968</b>	<b>8.034</b>	<b>7.959</b>
Deuda financiera	512	1.029	974
Obligaciones por prestaciones al personal	15	15	13
Impuestos diferidos pasivos	320	320	309
Provisiones	1.400	1.400	1.473
Otros pasivos financieros	170	170	158
Otros pasivos	31	31	30
<b>Total pasivo no corriente</b>	<b>2.449</b>	<b>2.966</b>	<b>2.957</b>
Capital social	116	116	116
Prima de emisión	5.932	5.932	5.932
Resultado ejercicio anterior y otros componentes del P.Net	222	222	(58)
Participaciones minoritarias	3	3	4
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b>6.273</b>	<b>6.273</b>	<b>5.993</b>
<b>Total Pasivo y Patrimonio Neto</b>	<b>16.689</b>	<b>17.273</b>	<b>16.909</b>

(\*) El Grupo Siemens Gamesa ha adoptado la NIIF 16 a partir del 1 de octubre de 2019 mediante el método retrospectivo sin reexpresar las cifras del periodo comparativo. Como consecuencia de lo anterior, se ha modificado el balance de inicio a 1 de Octubre de 2019. Los principales impactos por la primera aplicación de NIIF 16 en el balance consolidado a 1 de octubre de 2019 son el incremento del Inmovilizado material correspondiente a los activos por derecho de uso por importe de 679 millones de euros, una disminución en los pagos anticipados registrados en los epígrafes "Otros activos no corrientes" y "Otros activos corrientes", por un importe de 85 millones de euros y 10 millones de euros, respectivamente, y el correspondiente incremento de los pasivos corrientes y no corrientes (componentes de la Deuda Financiera Neta) por importe de 583 millones de euros.



## Estado de flujos de efectivo

EUR en millones	Octubre - Diciembre 2019
Resultado antes de impuestos	(242)
Amortizaciones + PPA	172
Otros PyG (*)	-
Variación capital circulante con efecto en flujo de caja (***)	113
Dotación de provisiones (**)	178
Uso de provisiones (**)	(106)
Inversiones en activos fijos - CAPEX	(92)
Uso provisiones de Adwen (**)	(41)
Pago de impuestos	(85)
Otros	(1)
<b>Flujo de caja del ejercicio</b>	<b>(105)</b>
Caja / (Deuda financiera neta) Inicial	280
Caja / (Deuda financiera neta) Final	175
<b>Variación de Caja Financiera Neta</b>	<b>(105)</b>

(\*) 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	30.09.2019	01.10.2019 (*)	31.12.2019
Propiedad, planta y equipos	1.426	2.105	2.086
Fondo de comercio e intangibles	6.660	6.660	6.526
Capital Circulante	(833)	(843)	(939)
Otros activos, neto (**)	365	279	373
<b>Total</b>	<b>7.618</b>	<b>8.201</b>	<b>8.046</b>
Deuda neta / (caja)	(863)	(280)	(175)
Provisiones (***)	2.177	2.177	2.198
Fondos propios	6.273	6.273	5.993
Otros pasivos	31	31	30
<b>Total</b>	<b>7.618</b>	<b>8.201</b>	<b>8.046</b>

(\*) A efectos comparables después de la aplicación de NIIF 16.

(\*\*) 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.

## Anexo - 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€	30.09.2018 (*)	31.12.2018	30.09.2019	01.10.2019 (**)	31.12.2019
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.429	2.125	1.727	1.727	1.661
Deuda financiera corriente	(991)	(705)	(352)	(418)	(513)
Deuda financiera a largo plazo	(823)	(1.255)	(512)	(1.029)	(974)
Caja / (Deuda Financiera Neta)	615	165	863	280	175

(\*) 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.

(\*\*) El Grupo Siemens Gamesa ha adoptado la NIIF 16 a partir del 1 de octubre de 2019 mediante el método retrospectivo sin reexpresar las cifras del periodo comparativo. Como consecuencia de lo anterior, se ha modificado el balance de inicio a 1 de Octubre de 2019. Los principales impactos por la primera aplicación de NIIF 16 en el balance consolidado a 1 de octubre de 2019 son el incremento del Inmovilizado material correspondiente a los activos por derecho de uso por importe de 679 millones de euros, una disminución en los pagos anticipados registrados en los epígrafes "Otros activos no corrientes" y "Otros activos corrientes", por un importe de 85 millones de euros y 10 millones de euros, respectivamente, y el correspondiente incremento de los pasivos corrientes y no corrientes (componentes de la Deuda Financiera Neta) por importe de 583 millones de euros.

## 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€	31.03.2018 Reportado 3T 18 (*)	30.06.2018	30.09.2018	30.09.2018 Comp. (**)	31.12.2018
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.050	1.124	1.114	1.111	1.093
Deudores comerciales, empresas vinculadas	41	34	28	28	42
Activos por contrato	1.148	1.311	1.572	1.569	2.033
Existencias	1.805	1.700	1.499	1.499	1.925
Otros activos corrientes	404	404	362	362	417
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	(1.807)	(1.962)	(2.416)	(2.416)	(2.283)
Acreedores comerciales, empresas vinculadas	(71)	(77)	(342)	(342)	(274)
Pasivos por contrato	(1.571)	(1.570)	(1.670)	(1.670)	(2.340)
Otros pasivos corrientes	(708)	(697)	(684)	(684)	(641)
<b>Capital Circulante</b>	<b>291</b>	<b>265</b>	<b>(536)</b>	<b>(542)</b>	<b>(27)</b>

(\*) 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).

M€	31.03.2019	30.06.2019	30.09.2019	01.10.2019 (*)	31.12.2019
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.137	1.421	1.287	1.287	1.079
Deudores comerciales, empresas vinculadas	35	39	22	22	29
Activos por contrato	1.771	1.952	2.056	2.056	1.801
Existencias	2.006	2.044	1.864	1.864	2.071
Otros activos corrientes	464	651	461	451	578
Acreeedores comerciales y otras cuentas por pagar	(2.352)	(2.483)	(2.600)	(2.600)	(2.282)
Acreeedores comerciales, empresas vinculadas	(153)	(250)	(286)	(286)	(188)
Pasivos por contrato	(1.991)	(2.267)	(2.840)	(2.840)	(3.193)
Otros pasivos corrientes	(706)	(869)	(798)	(798)	(833)
<b>Capital Circulante</b>	<b>211</b>	<b>238</b>	<b>(833)</b>	<b>(843)</b>	<b>(939)</b>

(\*) El Grupo Siemens Gamesa ha adoptado la NIIF 16 a partir del 1 de octubre de 2019 mediante el método retrospectivo sin reexpresar las cifras del periodo comparativo. Como consecuencia de lo anterior, se ha modificado el balance de inicio a 1 de Octubre de 2019. Los principales impactos por la primera aplicación de NIIF 16 en el balance consolidado a 1 de octubre de 2019 son el incremento del Inmovilizado material correspondiente a los activos por derecho de uso por importe de 679 millones de euros, una disminución en los pagos anticipados registrados en los epígrafes "Otros activos no corrientes" y "Otros activos corrientes", por un importe de 85 millones de euros y 10 millones de euros, respectivamente, y el correspondiente incremento de los pasivos corrientes y no corrientes (componentes de la Deuda Financiera Neta) por importe de 583 millones de euros.

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€	1T 19	1T 20
Adquisición de activos intangibles	(31)	(42)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(50)	(50)
<b>CAPEX</b>	<b>(81)</b>	<b>(92)</b>

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

M€	2T 19	3T 19	4T 19	1T 20	LTM Dic 19
Adquisición de activos intangibles	(44)	(46)	(38)	(42)	(171)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(64)	(81)	(143)	(50)	(338)
<b>CAPEX</b>	<b>(108)</b>	<b>(127)</b>	<b>(181)</b>	<b>(92)</b>	<b>(509)</b>

M€	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	LTM Dic 18
Adquisición de activos intangibles	(26)	(28)	(42)	(31)	(127)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(58)	(64)	(114)	(50)	(286)
<b>CAPEX</b>	<b>(84)</b>	<b>(92)</b>	<b>(156)</b>	<b>(81)</b>	<b>(413)</b>

## 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€	1T 19	1T 20
Resultado antes de impuestos	26	(242)
Amortizaciones + PPA	148	172
Otros PyG (*)	(3)	-
Dotación de provisiones	71	178
Uso de provisiones (sin uso de Adwen)	(99)	(106)
Pago de impuestos	(88)	(85)
<b>Flujo de caja operativo bruto</b>	<b>57</b>	<b>(83)</b>

(\*) 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.

	4T 18	1T 19 (*)	2T 19 (*)	3T 19 (*)	4T 19 (*)	1T 20 (*)
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.985	1.793	1.167	1.695	2.238	1.611
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	2.631	2.370	1.742	2.130	3.147	2.563
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,75	0,76	0,67	0,80	0,71	0,63

(\*) Entrada de pedidos AEG ON solo incluye pedidos eólicos. Sin incluir pedidos de la actividad solar. Pedidos de la actividad solar ascienden en el 1T 19 a 6 M€, en el 2T 19 a 33 M€, en el 3T 19 a 1 M€, en el 4T 19 a 2 M€ y en el 1T 20 a 0 M€.

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

	2T 19 (*)	3T 19 (*)	4T 19 (*)	1T 20 (*)	LTM Dic 19
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.167	1.695	2.238	1.611	6.710
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	1.742	2.130	3.147	2.563	9.581
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,67	0,80	0,71	0,63	0,70

(\*) Entrada de pedidos AEG ON solo incluye pedidos eólicos. Sin incluir pedidos de la actividad solar. Pedidos de la actividad solar ascienden en el 2T 19 a 33 M€, en el 3T 19 a 1 M€, en el 4T 19 a 2 M€ y en el 1T 20 a 0 M€.

	2T 18	3T 18 (*)	4T 18	1T 19 (*)	LTM Dic 18
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.834	1.166	1.985	1.793	6.779
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	2.464	1.660	2.631	2.370	9.124
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,74	0,70	0,75	0,76	0,74

(\*) 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€ y en el 1T 19 a 6 M€.

	2T 17 (Pro-Forma)	3T 17	4T 17	1T 18 (*)	LTM Dic 17
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.460	680	1.498	1.600	5.238
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	1.599	693	2.167	2.208	6.667
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,91	0,98	0,69	0,72	0,79

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

	2T 17 (Pro-forma)			SGRE (Pro-forma)
	Siemens Wind Power	Gamesa	Adwen	
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€	2T 19	3T 19	4T 19	1T 20	LTM Dic 19
Grupo	2.466	4.666	3.076	4.628	14.836
De los cuales AEG ON	1.200	1.695	2.240	1.611	6.746

M€	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	LTM Dic 18
Grupo	3.043	3.292	2.625	2.541	11.501
De los cuales AEG ON	1.834	1.175	1.985	1.799	6.793

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	2T 19	3T 19	4T 19	1T 20	LTM Dic 19
Onshore	1.742	2.130	3.147	2.563	9.581

MW	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	LTM Dic 18
Onshore	2.464	1.660	2.631	2.370	9.124



Offshore:

MW	2T 19	3T 19	4T 19	1T 20	LTM Dic 19
Offshore	464	1.528	72	1.279	3.343

MW	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	LTM Dic 18
Offshore	328	1.368	-	12	1.708

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

M€	2T 19	3T 19	4T 19	1T 20	LTM Dic 19
AEG	2.060	2.242	2.527	1.634	8.463
Servicios	330	390	417	366	1.502
<b>TOTAL</b>	<b>2.389</b>	<b>2.632</b>	<b>2.944</b>	<b>2.001</b>	<b>9.966</b>

M€	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	LTM Dic 18
AEG	1.973	1.827	2.207	1.904	7.912
Servicios	268	308	411	358	1.346
<b>TOTAL</b>	<b>2.242</b>	<b>2.135</b>	<b>2.619</b>	<b>2.262</b>	<b>9.257</b>

**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€	1T 19	1T 20
RESULTADO DEL EJERCICIO ANTES DE IMPUESTOS	26	(242)
(-) Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	-	-
(-) Ingresos financieros	(5)	(3)
(-) Gastos financieros	13	14
(-) Otros ingresos/gastos financieros, neto	6	2
<b>EBIT</b>	<b>40</b>	<b>(229)</b>
(-) Costes de integración y reestructuración	32	27
(-) Impacto PPA	66	66
<b>EBIT pre-PPA y costes de integración y reestructuración</b>	<b>138</b>	<b>(136)</b>

**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€	1T 19	1T 20
EBIT	40	(229)
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	148	172
<b>EBITDA</b>	<b>188</b>	<b>(57)</b>

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

M€	2T 19	3T 19	4T 19	1T 20	LTM Dic 19
EBIT	90	56	67	(229)	(16)
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	147	148	204	172	670
<b>EBITDA</b>	<b>237</b>	<b>204</b>	<b>271</b>	<b>(57)</b>	<b>655</b>

M€	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	LTM Dic 18
EBIT	54	50	73	40	216
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	157	143	185	148	633
<b>EBITDA</b>	<b>210</b>	<b>193</b>	<b>258</b>	<b>188</b>	<b>849</b>

## 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.

	1T 19	1T 20	12M 19
Resultado del ejercicio (M€)	18	(174)	140
Número de acciones (unidades)	679.450.733	679.514.202	679.490.974
BNA (€/acción)	0,03	(0,26)	0,21

## 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€	31.12.2019
Ventas acumuladas para el año en curso N (1)	2.001
Cartera de pedidos para la actividad FY (2)	8.239
Rango medio de ventas para el FY según guías a mercado (3) (*)	10.400
Cobertura de Ventas $([1+2]/3)$	98%

(\*) El rango de guía de ventas a mercado para FY20 es de entre 10.200 M€ y 10.600 M€. Como resultado, el rango medio en la guía de ventas es de 10.400 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€	2T 19	3T 19	4T 19	1T 20	LTM Dic 19
Entrada pedidos	2.466	4.666	3.076	4.628	14.836
Ventas	2.389	2.632	2.944	2.001	9.966
Book-to-Bill	1,0	1,8	1,0	2,3	1,5

M€	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	LTM Dic 18
Entrada pedidos	3.043	3.292	2.625	2.541	11.501
Ventas	2.242	2.135	2.619	2.262	9.257
Book-to-Bill	1,4	1,5	1,0	1,1	1,2

Tasa de Reinversión: ratio de CAPEX dividido por la depreciación, amortización y deterioros (excluyendo el impacto de la amortización del valor razonable de los activos intangibles procedentes del PPA). De acuerdo con la definición de CAPEX, el importe de depreciación, amortización y deterioros no incluye la amortización, depreciación y deterioros de los activos por derecho de uso (primera aplicación de la NIIF 16 a partir del 1 de octubre de 2019).

M€	2T 19	3T 19	4T 19	1T 20	LTM Dic 19
CAPEX (1)	108	127	181	92	509
Amortización, depreciación y deterioros (a)	147	148	204	172	670
Amortización, depreciación y deterioros de activos por derecho de uso (NIIF 16) (b)	-	-	-	25	25
Amortización PPA intangible (c)	66	67	67	66	266
Depreciación y Amortización (exc. PPA) (2=a-b-c)	80	81	137	81	379
Tasa de reinversión (1/2)	1,4	1,6	1,3	1,1	1,3

M€	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	LTM Dic 18
CAPEX (1)	84	92	156	81	413
Amortización, depreciación y deterioros (a)	157	143	185	148	633
Amortización PPA intangible (b)	75	82	66	66	288
Depreciación y Amortización (exc. PPA) (2=a-b)	82	61	119	82	345
Tasa de reinversión (1/2)	1,0	1,5	1,3	1,0	1,2



**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€	1T 19	1T 20
Beneficio Bruto	200	(57)
Amortización PPA intangible	44	42
Costes Integración y Reestructuración	22	21
<b>Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&amp;R)</b>	<b>266</b>	<b>7</b>

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

M€	2T 19	3T 19	4T 19	1T 20	LTM Dic 19
Beneficio Bruto	237	220	291	(57)	691
Amortización PPA intangible	44	44	43	42	173
Costes Integración y Reestructuración	9	32	67	21	129
<b>Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&amp;R)</b>	<b>289</b>	<b>296</b>	<b>401</b>	<b>7</b>	<b>992</b>

M€	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	LTM Dic 18
Beneficio Bruto	262	191	304	200	957
Amortización PPA intangible	43	80	3	44	170
Costes Integración y Reestructuración	43	17	41	22	123
<b>Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&amp;R)</b>	<b>348</b>	<b>288</b>	<b>348</b>	<b>266</b>	<b>1.250</b>

**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	2T 19	3T 19	4T 19	1T 20	LTM Dic 19
Onshore	1.707	1.699	2.009	1.747	7.163

MWe	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	LTM Dic 18
Onshore	1.397	1.703	1.926	1.520	6.546

**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.

## Glosario y definiciones para Medidas Alternativas de Rendimiento

La definición y conciliación de las medidas de rendimiento alternativas (MAREs) que se incluyen en esta presentación se divulgan en el documento del Informe de actividad asociado a estos resultados y a resultados previos. Este glosario contiene un resumen de los principales términos y MAREs utilizados en este documento, pero no reemplaza las mencionadas definiciones y conciliaciones.

AEP (Annual Energy Production): producción anual de energía.

Book & Bill: cantidad de pedidos (en €) que deben reservarse y cumplirse en un período de tiempo determinado para generar ingresos sin tiempo de entrega material (pedidos "entrantes" en un período de tiempo determinado).

Ratio Book-to-Bill: ratio de contratación nueva (€) sobre actividad o ventas (€) en un periodo dado. La evolución de la ratio Book-to-Bill da una indicación de la tendencia del volumen de ventas a futuro. La ratio Book-to-Bill también puede definirse en términos monetarios como la ratio de contratación nueva (en euros) sobre ventas (en euros).

Capital Circulante: 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 por su naturaleza se clasifiquen como Deuda Financiera Neta, como es el caso de la partida de Efectivo y equivalentes de efectivo.

CAPEX: Inversión en bienes de capital.

Deuda financiera neta (DFN): calculada como la suma de las deudas con entidades financieras de la compañía menos el efectivo y los equivalentes de efectivo.

EBIT (Earnings Before Interest and Taxes): resultado de explotación de la cuenta de resultados consolidada de los estados financieros. Se calcula como Resultado de 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 (neto).

EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración: resulta de excluir del EBIT los costes de integración y reestructuración y el impacto en la amortización del PPA (asignación precio de compra) en el valor razonable de los activos intangibles.

- Los costos de integración son gastos únicos (naturaleza temporal - limitada en el tiempo) que están relacionados con la integración de las dos compañías heredadas, o de otro negocio adquirido, excluyendo cualquier costo relacionado con la reestructuración.

- Los costos de reestructuración son gastos de personal y no relacionados con el personal que surgen en relación con una reestructuración (por ejemplo, cierres de emplazamientos), donde la reestructuración se refiere a medidas que modifican materialmente el alcance del negocio emprendido o la manera en que se lleva a cabo este negocio.

EBITDA: 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.

Flujo de Caja operativo bruto: cantidad de efectivo generada por las operaciones ordinarias de la compañía excluyendo el consumo de capital circulante, inversión en capital (CAPEX), pagos relacionados con provisiones de

Adwen y otros, principalmente impactos de tipo de cambio. 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 añadir al beneficio neto durante el ejercicio aquellos elementos ordinarios que no tienen naturaleza de efectivo (depreciación y amortización, dotación de provisiones) y el resultado consolidado por el método de la participación.

Inversiones (CAPEX): se refiere a las inversiones realizadas durante el período en propiedades, planta y equipo y activos intangibles para generar beneficios futuros (y mantener la capacidad actual de generar beneficios, en el caso de las inversiones de mantenimiento).

LTM: últimos doce meses.

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...) que también generan ventas monetarias.

PI: Propiedad Intelectual.

Precio medio de venta (ASP), en la contratación: Valor medio de la contratación percibido por el segmento de AEG por unidad contratada (medido en MW). Excluye el valor de los pedidos solares.

Tasa de reinversión: ratio de CAPEX dividido por la depreciación y amortización (excluyendo el impacto de la amortización del PPA en el valor de los intangibles).

TCAC: Tasa de crecimiento anual compuesto.