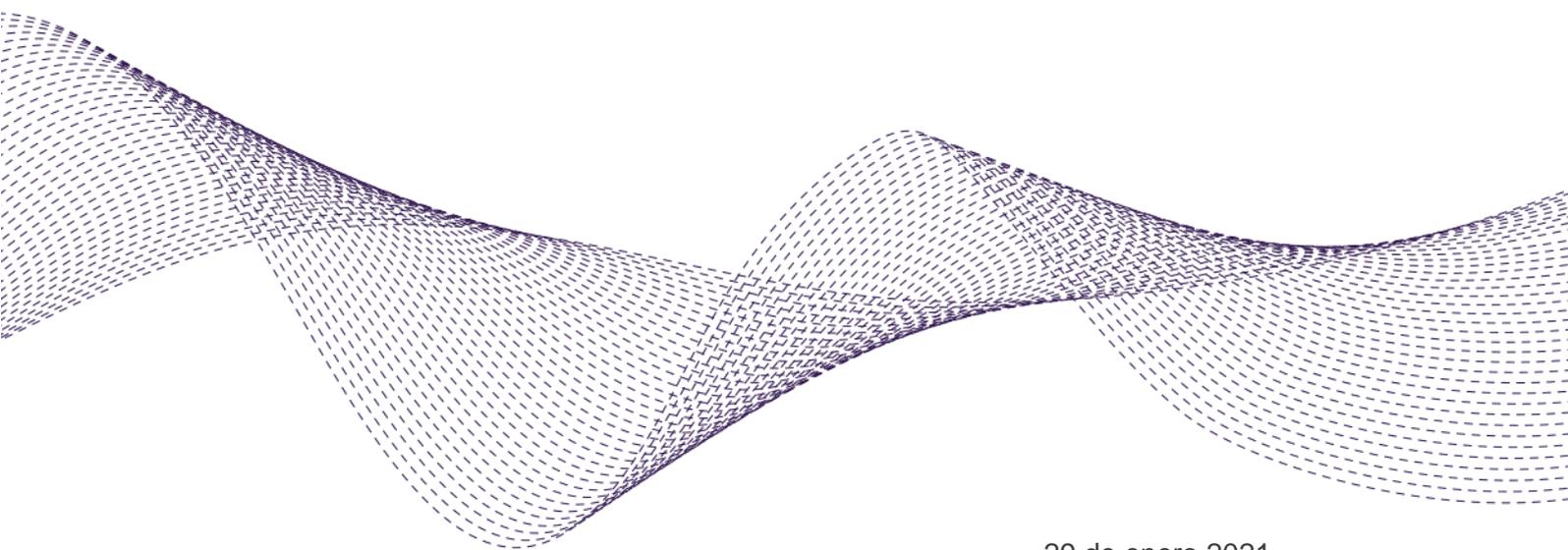


Informe de Actividad

Primer trimestre año fiscal 2021

Resultados octubre-diciembre 2020



29 de enero 2021

Contenidos

Introducción	3
Principales magnitudes consolidadas 1T 21	4
Mercados y pedidos	4
Principales magnitudes del desempeño económico-financiero	8
Aerogeneradores	11
Servicios de Operación y Mantenimiento	12
Sostenibilidad	13
Perspectivas	14
Entorno económico	14
Perspectivas eólicas globales a largo plazo	14
Actualización trimestral de demanda a corto y medio plazo	16
Resumen de los principales eventos relacionados con la energía eólica en 1T 21	17
Guías FY21	20
Anexo	21
Estados Financieros octubre 2020 - diciembre 2020	21
Medidas Alternativas de Rendimiento	25
Glosario y definiciones para Medidas Alternativas de Rendimiento	41

Introducción

Siemens Gamesa¹ comienza el ejercicio fiscal 2021 (FY21) con un sólido desempeño económico-financiero, apoyado especialmente en la fortaleza de Offshore y Servicios. Las ventas del Grupo ascienden a 2.295 M€ con un margen EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de un 5,3%, ambos en línea con el rango de las guías comunicadas para el ejercicio en noviembre de 2020 y que se mantienen intactas.

El crecimiento de las ventas en el trimestre (+15% a/a) se ha visto afectado por la depreciación de las monedas en las que opera el Grupo, especialmente en los mercados de Onshore y de Servicios. Excluyendo dicho impacto, las ventas hubieran ascendido a 2.427 M€, un 21% por encima de las ventas del primer trimestre del ejercicio 2020 (1T 20). Por su parte, el margen EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración del primer trimestre del ejercicio 2021 (1T 21) recoge un impacto positivo procedente de una reducción comparativamente alta de la tasa de fallo de producto y menores costes de mantenimiento.

El efecto de la pandemia COVID-19 continua visible en la ejecución de proyectos Onshore, especialmente en el mercado estadounidense, pero se espera que dicho efecto se reduzca en los próximos trimestres a medida que se extienden las campañas de vacunación. Dicho efecto es sin embargo claramente inferior al experimentado durante el ejercicio fiscal 2020 (FY20), sin disrupciones materiales ni en la actividad de fabricación ni en la cadena de suministro.

Incluyendo los gastos de integración y reestructuración (47 M€ en 1T 21) y el impacto del PPA en la amortización de los activos intangibles (60 M€ en 1T 21), el EBIT reportado asciende a 14 M€ y el beneficio neto atribuible a los accionistas de SGRE asciende a 11 M€ en 1T 21.

A nivel de balance, Siemens Gamesa termina 1T 21 con una posición de deuda neta de -476 M€, 427 M€ por encima de la posición de deuda neta de cierre del ejercicio anterior. El aumento de la deuda neta durante 1T 21 se ha producido principalmente por un aumento de capital circulante que cierra el 1T 21 con un valor negativo de -1.699 M€, equivalente a un -17,4% sobre las ventas de los últimos doce meses. La posición de circulante representa una normalización del nivel con el que se cerró FY20 y refleja tanto un menor nivel de actividad comercial en 1T 21 como la planificación de la actividad anual, con un mayor nivel de ejecución y entregas en la segunda mitad del ejercicio. El desplazamiento de la actividad hacia la segunda mitad del ejercicio se ha acentuado por la persistencia de la pandemia. A 31 de diciembre de 2020, Siemens Gamesa cuenta con 4,4K M€ en líneas de financiación autorizadas, de las cuales se han dispuesto 1,3K M€, y con una liquidez total disponible de 4,6K M€ teniendo en cuenta la posición de caja en balance a cierre de 1T 21.

En lo que respecta a la actividad comercial, el Grupo cierra 1T 21 con un libro de pedidos de 30.104 M€, 2.015 M€ por encima del libro de pedidos a diciembre de 2019 y tras firmar 2.281 M€ en 1T 21. El volumen de pedidos de 1T 21 y su evolución anual refleja el perfil volátil del mercado Offshore que afecta la entrada de pedidos tanto de Aerogeneradores como de Servicios. Es importante destacar el alto volumen de subastas que se espera en el mercado Offshore durante 2021 y para las que la compañía mantiene un alto nivel de cooperación con sus clientes. La cartera condicional Offshore asciende a 9,3 GW. En Onshore cabe destacar el éxito de la plataforma SG 5.X que ha contribuido 1,1 GW en pedidos en 1T 21, y que desempeña un papel en el retorno a un nivel de rentabilidad normalizado y sostenible en la actividad de Aerogeneradores. A la fecha de elaboración de este informe el volumen acumulado de pedidos de la SG 5.X ascendía a 2,3 GW.

Dentro del área de sostenibilidad se ha confirmado la pertenencia de Siemens Gamesa al índice de Igualdad de Género (*Gender Equality Index*), con un aumento de la puntuación con respecto a 2020 (desde un 69% hasta un 75%), y a los índices de sostenibilidad Dow Jones: *Dow Jones Sustainability World* y *Dow Jones Sustainability Europe*, ocupando la cuarta posición de 114 en el sector de maquinaria y equipos eléctricos. Asimismo, durante 1T 21, ISS ESG² ha completado el rating ESG de la compañía atribuyéndole un rating B+.

¹Siemens Gamesa Renewable Energy (Siemens Gamesa o SGRE) 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).

²ISS ESG es una división del grupo ISS (*Institutional Shareholder Services*) que, entre otras actividades, califica la sostenibilidad de las empresas cotizadas en función de su desempeño ambiental, social y de gobierno corporativo.

Principales magnitudes consolidadas 1T 21

- Ventas: 2.295 M€ (+15% a/a)
- EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración³: 121 M€ (N.A.)
- Beneficio neto: 11 M€ (N.A.)
- Caja (deuda) financiera neta (DFN)⁴: -476 M€
- MWe vendidos: 2.478 MWe (+28% a/a)
- Cartera de pedidos: 30.104 M€ (+7% a/a)
- Entrada de pedidos en firme en 1T: 2.281 M€ (-51% a/a)
- Entrada de pedidos en firme últimos doce meses: 12.389 M€ (-16% a/a)
- Entrada de pedidos en firme AEG en 1T: 2.360 MW (-39% a/a)
- Entrada de pedidos en firme en AEG en los últimos 12 meses: 10.778 MW (-17% a/a)
- Flota instalada: 110.026 MW
- Flota en mantenimiento: 75.493 MW

Mercados y pedidos

Las energías renovables, y dentro de ellas la eólica, han mostrado una gran resiliencia durante la pandemia. La aceleración de los compromisos de descarbonización y el papel de las renovables dentro de los programas de recuperación económica han tenido un impacto positivo en las perspectivas de demanda a corto, medio y largo plazo. En este entorno, durante los últimos doce meses, Siemens Gamesa ha firmado pedidos por un importe total de 12.389 M€, terminando diciembre de 2020 con una cartera de pedidos de 30.104 M€ (+7% a/a), 2.015 M€ por encima de la cartera a diciembre 2019. Esta entrada de pedidos representa 1,3 veces las ventas en el periodo.

Al final de 1T 21 el 51% del libro de pedidos, 15.272 M€, corresponde a la actividad de Servicios, con niveles de rentabilidad superiores y que crece un 17% año a año, tras la adquisición del negocio de servicios en Europa de Servnion. El libro de pedidos de la actividad de Aerogeneradores se divide en 7.903 M€ de pedidos Offshore (+4% a/a) y 6.929 M€ de pedidos Onshore (-7% a/a).

Ilustración 1: Cartera de pedidos a 31.12.20 (M€)

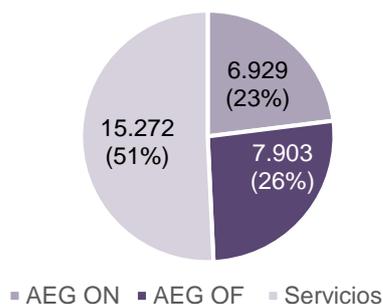
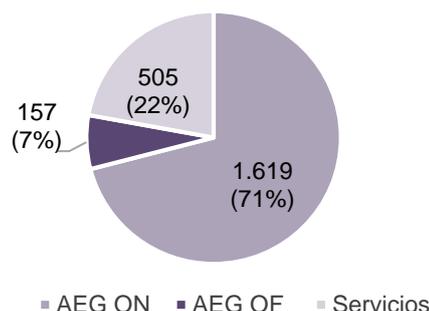


Ilustración 2: Entrada de pedidos 1T 21 (M€)



Durante 1T 21 la entrada de pedidos del Grupo alcanza un valor de 2.281 M€ frente a 4.628 M€ firmados en 1T 20. La evolución anual refleja principalmente la volatilidad tradicional del mercado Offshore, con un alto volumen

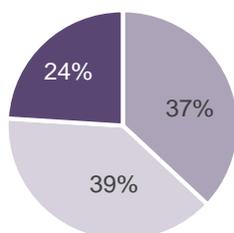
³El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración excluye el impacto de costes de integración y reestructuración por importe de 47 M€ y el impacto de la amortización del valor razonable del inmovilizado inmaterial procedente del PPA (Purchase Price Allocation) por importe de 60 M€.

⁴Caja/(Deuda) financiera neta se define como las partidas de caja y equivalentes menos deuda financiera a largo plazo y a corto plazo, incluyendo los pasivos por arrendamiento. El Grupo Siemens Gamesa ha adoptado la NIIF 16 a partir del 1 de octubre de 2019. A 31 de diciembre de 2020 el importe de los pasivos por arrendamiento asciende a 677 M€: 194 M€ a corto plazo y 483 M€ a largo plazo.

de pedidos tanto de Aerogeneradores como de Servicios en 1T 20. Durante los próximos trimestres se producirá una recuperación de la entrada de pedidos asociada a dicho mercado.

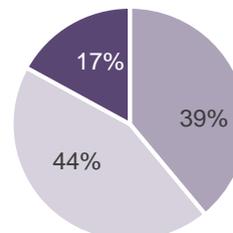
La actividad comercial Onshore cierra el trimestre con un nivel de contratación de 1.619 M€, estable año a año, y con un volumen de 2.360 MW, equivalente a un descenso de un 8% frente al mismo trimestre de FY20. El volumen de contratación de los últimos doce meses alcanza los 7.919 MW y un importe de 5.539 M€, equivalente a una ratio *Book-to-Bill* de 1,1 veces las ventas de AEG ON del periodo. La ratio *Book-to-Bill* de 1T 21 asciende a 1,5 veces las ventas del periodo. La evolución anual de la actividad comercial Onshore en 1T 21 es un reflejo de la menor contribución del mercado chino, la continua debilidad del mercado indio y de la nueva estrategia comercial de la compañía centrada en rentabilidad sobre volumen de contratación, en un entorno de mercado que se espera que alcance un pico temporal de instalaciones en 2021.

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



■ EMEA ■ Américas ■ APAC

Ilustración 4: Entrada de pedidos (M€) Onshore 1T 21 (%)



■ EMEA ■ Américas ■ APAC

Dentro de los 45 países que han contribuido a la entrada de pedidos (M€) en Onshore en los últimos doce meses, EE.UU., Brasil, Vietnam y Suecia son los mercados más importantes para la compañía, con una contribución al total de pedidos de un 21%, un 12%, un 10% y un 9% respectivamente. Le siguen India y España con un 6% cada uno y Polonia con un 5%. En 1T 21, Suecia, con un 21%, EE.UU. y Brasil con un 20% cada uno y Vietnam con un 14% son los principales contribuyentes a la entrada de pedidos.

Uno de los aspectos más destacables de la actividad comercial Onshore durante 1T 21, ha sido la fortaleza de la SG 5.X con 1,1 GW en pedidos. Hay que destacar especialmente la firma de un pedido récord para esta plataforma, en Brasil: 75 aerogeneradores Siemens Gamesa 5.8-170 con tecnología OptimaFlex para operar a 6,2 MW, y cuya puesta en marcha se espera en 2022. De esta forma el 82% de los pedidos recibidos en 1T 21 pertenecen a plataformas con potencia superior o igual a 4 MW (38 p.p. por encima de la contribución en 1T 20).

Tabla 1: Entrada de pedidos Onshore (MW)

Entrada de pedidos Onshore (MW)	LTM	1T 21
Américas	3.139	1.099
EE.UU.	1.798	504
Brasil	1.040	465
EMEA	2.619	782
España	408	-
Marruecos	301	-
Polonia	299	24
Suecia	744	511
APAC	2.161	479
India	473	-
China	169	-
Pakistán	378	-
Vietnam	888	470
Total (MW)	7.919	2.360

En Offshore, Siemens Gamesa mantiene una colaboración muy cercana con sus clientes en preparación del alto volumen de subastas que se esperan en 2021 y años siguientes. Offshore se ha convertido en la primera fuente de energía para alcanzar los objetivos de descarbonización. Solamente en 2021 se han anunciado subastas con un volumen de c. 14 GW mientras que hay subastas por un volumen estimado de 3,8 GW cuya fecha, y volumen definitivo, está pendiente de confirmarse. Otros 7 GW se han subastado durante 1T 21.

Como es habitual en este mercado, la entrada de pedidos está sujeta a una alta volatilidad, y es normal que los pedidos y acuerdos preferentes de suministro se concentren y desplacen entre trimestres. Durante FY20 la firma de contratos se concentró en el primer y tercer trimestre. En FY21, se espera que una parte de la cartera de contratos condicionales (9,3 GW) se convierta en firme en los próximos trimestres, en línea con el compromiso del Grupo de conseguir una ratio "book-to-bill" para el Grupo superior a 1 en el ejercicio.

La actividad comercial de Servicios se cierra con un volumen de contratación de 505 M€ en 1T 21, equivalente a un *book-to-bill* de 1,3 veces las ventas del periodo. La evolución anual en la entrada de pedidos de Servicios también refleja la volatilidad del mercado Offshore que desempeñó un papel muy relevante en la contratación de Servicios en 1T 20. Dentro de la actividad comercial de Servicios hay que destacar la firma de un contrato para mantener los parques eólicos más grandes con tecnología Senvion en América Latina por un periodo de diez años. Con este contrato (299 MW en Chile) el total de contratos de mantenimiento desde la adquisición del negocio de servicios en Europa de Senvion asciende a 1,5 GW.

Tabla 2: Entrada de Pedidos (M€)

	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	1T 21
AEG	3.158	1.424	4.227	1.776	1.776
Onshore	1.611	1.350	872	1.698	1.619
Offshore	1.547	74	3.355	78	157
Servicios	1.470	779	1.115	787	505
Grupo	4.628	2.203	5.342	2.564	2.281

Con respecto a la evolución de los precios comparables en el mercado Onshore, continúa manteniéndose la estabilidad de los dos últimos ejercicios. La evolución del precio medio de venta está afectada tanto por el impacto moneda (negativo a/a) como por el mix geográfico (positivo, con una menor contribución de APAC en 1T 21). La mayor contribución de aerogeneradores de mayor potencia nominal continúa teniendo un efecto de dilución.

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

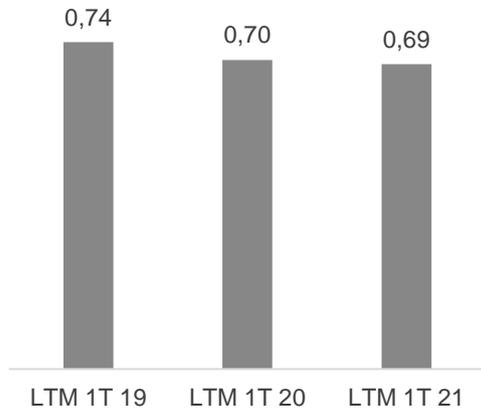
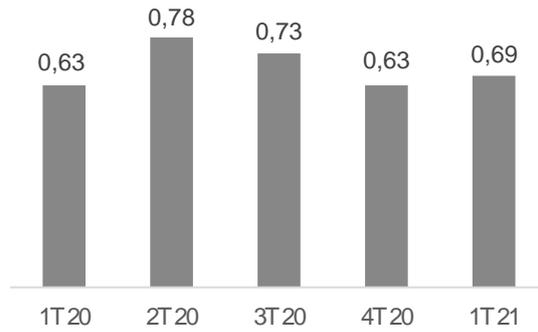


Ilustración 6: Precio medio de venta – entrada de pedidos Onshore (M€/MW)



Principales magnitudes del desempeño económico-financiero

En la siguiente tabla se recogen las principales magnitudes económico-financieras del primer trimestre (octubre – diciembre) de FY21 (1T 21) y de FY20 (1T 20) así como las variaciones entre los periodos.

Tabla 3: Principales magnitudes del desempeño económico-financiero

M€	1T 20	1T 21	Var. a/a
Ventas del Grupo	2.001	2.295	+14,7%
AEG	1.634	1.899	+16,2%
Servicios	366	396	+7,9%
Volumen AEG (MWe)	1.932	2.478	+28,3%
Onshore	1.747	1.744	-0,1%
Offshore	185	734	+4,0x
EBIT pre PPA y antes de costes de I&R	-136	121	N.A.
Margen EBIT pre PPA y antes de costes de I&R	-6,8%	5,3%	+12,1 p.p.
Margen EBIT AEG pre PPA y antes de costes de I&R	-13,7%	1,0%	+14,7 p.p.
Margen EBIT Servicios pre PPA y antes de costes de I&R	24,1%	25,9%	+1,8 p.p.
Amortización de PPA ¹	66	60	-9,2%
Costes de integración y reestructuración	27	47	+72,0%
EBIT reportado	-229	14	N.A.
Beneficio neto atribuible a los accionistas de SGRE	-174	11	N.A.
Beneficio neto por acción de los accionistas ²	-0,26	0,02	N.A.
CAPEX	92	140	+48
CAPEX/ventas (%)	4,6%	6,1%	+1,5 p.p.
Capital circulante	-939	-1.699	-760
Capital circulante/ventas LTM (%)	-9,4%	-17,4%	-8,0 p.p.
(Deuda)/Caja neta ³	175	-476	-650
(Deuda) neta/EBITDA LTM	N.A.	-3,45	N.A.

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 20: 679.514.202; 1T 21: 679.517.513.

3. Pasivos por arrendamiento a 31 de diciembre de 2019: 588 M€ y a 31 de diciembre de 2020: 677 M€.

El desempeño económico financiero del Grupo durante 1T 21 está en línea con las guías comunicadas para el ejercicio. Las ventas del Grupo han ascendido a 2.295 M€, un 15% por encima de las ventas alcanzadas en 1T 20. El crecimiento de las ventas se apoya en el fuerte desempeño de las ventas Offshore, que crecen un 62% con respecto a 1T 20, y de las ventas de Servicios, que crecen un 8% anualmente. Las ventas Onshore continúan todavía afectadas por algunos retrasos en la ejecución de proyectos, especialmente en el mercado americano como consecuencia de la pandemia, retrasos que se irán recuperando en los próximos trimestres a medida que las campañas de vacunación se extienden. Durante 1T 21 las ventas, especialmente en Onshore y Servicios, han sufrido un impacto por el deterioro de las monedas en varios de los mercados en los que opera el Grupo. Excluyendo dicho impacto, el crecimiento de las ventas del Grupo hubiera ascendido a un 21% a/a⁵.

El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de 1T 21 alcanza 121 M€, equivalente a un margen sobre ventas de un 5,3%, una mejora del margen sobre ventas de 12,1 puntos porcentuales año a año.

La evolución del EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración del Grupo en 1T 21 refleja el impacto de los siguientes factores:

⁵A moneda constante las ventas ascienden a 2.427 M€. El impacto del promedio ponderado de la depreciación anual de las monedas en las que opera el grupo asciende a -132 M€ en 1T 21.

(-) La reducción de precios incorporada en el libro de pedidos (Onshore, Offshore y Servicios) al comienzo del ejercicio.

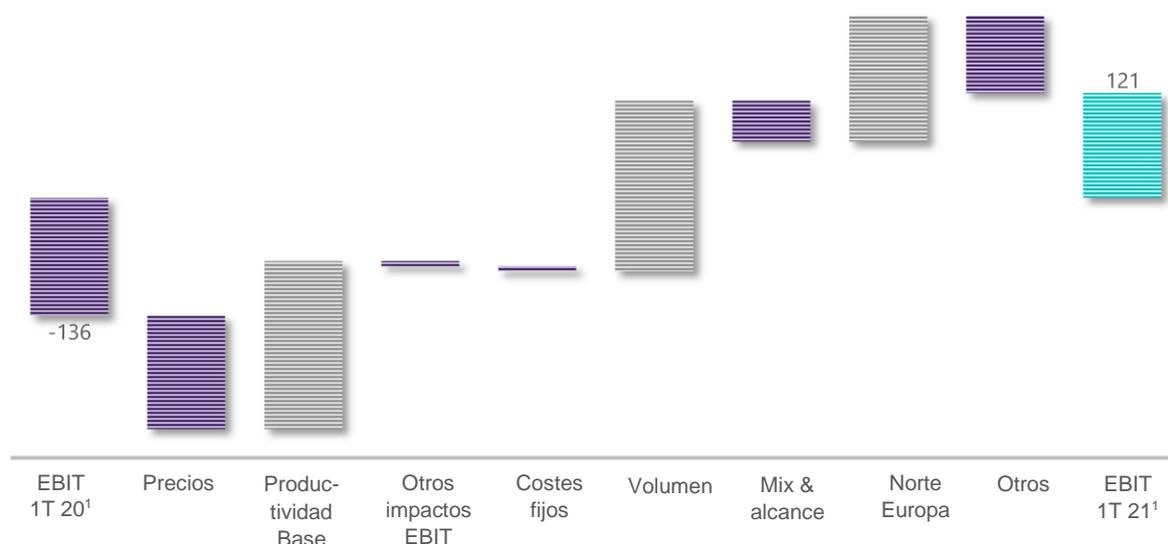
(+) Las mejoras de productividad que compensan la reducción de precios.

(+) El mayor volumen de actividad del Grupo, especialmente de Offshore, que permite una mayor absorción de los gastos de estructura.

Además de estos elementos que evolucionan en línea con lo previsto, la rentabilidad de 1T 21 recoge el impacto positivo en el desempeño de Servicios derivado de una reducción comparativamente alta de las tasas de fallo de producto y de una reducción en el gasto de suministro de terceros.

La mejora en la comparativa anual del margen refleja además el impacto negativo en el margen de 1T 20 de los extra-costes asociados a la ejecución de proyectos Onshore en el norte de Europa, y que aparecen como un efecto positivo en la conciliación de EBIT en la ilustración 7. Es importante destacar también que no se han producido cargos adicionales derivados de acciones preventivas y de mejora de la multiplicadora de la SG 4.X.

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).

El impacto del PPA en la amortización de intangibles se sitúa en 60 M€ en 1T 21 y los costes de integración y reestructuración (I&R) en 47 M€ en el mismo periodo. Los costes de integración y reestructuración irán aumentando en los próximos trimestres a medida que se ejecutan las acciones de reestructuración necesarias para recuperar la rentabilidad en el segmento de Aerogeneradores. Los gastos de integración y reestructuración de 1T 21 incluyen c. 4 M€ correspondientes a la integración de Servion incluido Vagos.

Los gastos financieros netos han ascendido a 12 M€ en 1T 21 (12 M€ en 1T 20) y el gasto por impuesto a un ingreso de 8 M€ (un ingreso de 68 M€ en 1T 20).

Como resultado, el Grupo termina con un beneficio neto de 11 M€ (-174 M€ en 1T 20), 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 77 M€ en 1T 21. El beneficio neto por acción para los accionistas de Siemens Gamesa asciende a 0,02 € (-0,26 € en 1T 21).

El capital circulante del Grupo cierra el primer trimestre con un saldo de -1.699 M€, equivalente a un -17,4% sobre ventas. El aumento de 277 M€ desde el cierre de FY20 es el resultado de los siguientes factores: la planificación anual de la actividad con un mayor volumen de entrega durante la segunda mitad del ejercicio y especialmente en el último trimestre, el impacto de una menor entrada de pedidos ligado a la volatilidad del mercado Offshore, la

necesidad de mantener inventarios de componentes críticos para asegurar la continuidad del negocio ante la persistencia de la pandemia y, finalmente, a una normalización del nivel de circulante con respecto a la cifra alcanzada a cierre de FY20 (-1.976 M€, equivalente a -20,8% sobre las ventas de los últimos doce meses). El Grupo continuará con la política de gestión de activos para mantener un nivel óptimo de capital circulante.

Tabla 4: Capital circulante (M€)

<i>Capital circulante (M€)</i>	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	Oct. 1, 20²	1T 21	Var. a/a
Cuentas a cobrar	1.108	1.073	1.211	1.141	1.141	1.152	44
Existencias	2.071	2.115	2.064	1.820	1.820	1.718	-353
Activos por contrato	1.801	1.808	1.715	1.538	1.538	1.517	-284
Otros activos corrientes ¹	578	466	584	398	398	467	-111
Cuentas a pagar	-2.471	-2.544	-2.781	-2.964	-2.964	-2.393	78
Pasivos por contrato	-3.193	-3.101	-3.362	-3.148	-3.171	-3.393	-200
Otros pasivos corrientes	-833	-682	-929	-761	-744	-767	66
Capital circulante	-939	-865	-1.498	-1.976	-1.981	-1.699	-760
Var. t/t	-106 ¹	74	-633	-477		277 ²	
Capital circulante/Ventas LTM	-9,4%	-8,8%	-15,7%	-20,8%	-20,9%	-17,4%	-8,0 p.p.

1. 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 FY20 asciende a -843 M€, 10 M€ menos que el capital circulante a cierre de FY19. Teniendo en cuenta el impacto de la aplicación de la NIIF 16, la variación de capital circulante durante el primer trimestre de FY20 asciende a una reducción de 95 M€.

2. A efectos comparativos después de ajustes al balance de apertura de negocios adquiridos (Asignación del precio de compra ("PPA") de las combinaciones de negocio de Senvion, de acuerdo con IFRS 3). Considerando este ajuste, el capital circulante decrece 283 M€ en 1T 21.

El CAPEX de 1T 21 se sitúa en 140 M€, en línea con las guías del ejercicio. La inversión se ha concentrado en el desarrollo de nuevos productos Onshore y Offshore, en utillaje y en equipos y en la fábrica de góndolas y palas de Le Havre. Offshore ha concentrado más de la mitad de la inversión del ejercicio, inversión necesaria para hacer frente al crecimiento de la demanda de los próximos años.

La posición de deuda neta aumenta en 427 M€⁶, hasta una cifra de deuda neta de -476 M€ a final de 1T 21, principalmente como consecuencia de la evolución del capital circulante. La compañía mantiene una sólida posición financiera con acceso a 4,4K M€ en líneas autorizadas y una posición de liquidez de 4,6K M€ entre líneas de financiación disponibles y caja.

⁶Deuda financiera neta a 31 de diciembre de 2020: -476 M€, incluyendo 677 M€ en pasivos por arrendamiento.

Aerogeneradores

Tabla 5: Aerogeneradores (M€)

M€	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	1T 21	Var. a/a
Ventas	1.634	1.808	1.947	2.325	1.899	16,2%
Onshore	1.116	1.149	1.143	1.499	1.061	-5,0%
Offshore	518	660	805	826	838	61,9%
Volumen (MWe)	1.932	2.183	2.627	3.226	2.478	28,3%
Onshore	1.747	1.649	1.876	2.433	1.744	-0,1%
Offshore	185	534	751	793	734	4,0x
EBIT pre PPA y antes de costes I&R	-224	-54	-256	-99	18	N.A.
Margen EBIT pre PPA y costes I&R	-13,7%	-3,0%	-13,2%	-4,3%	1,0%	14,7 p.p.

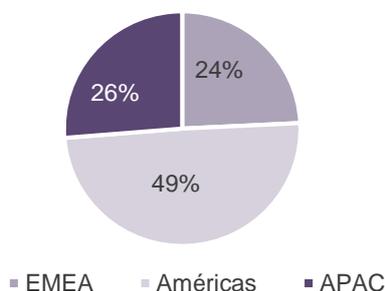
Durante 1T 21 las ventas de la división de Aerogeneradores ascienden a 1.899 M€, un 16% por encima de las ventas de 1T 20, apoyadas en el crecimiento de las ventas Offshore (+62% a/a).

El aumento de las ventas Offshore se apoya en el aumento de la actividad de fabricación (MWe), que es necesario para acometer las entregas previstas para el ejercicio FY21. Durante 1T 21 se fabrican 734 MWe Offshore para los parques de Hornsea 2, Kriegers Flak, Yunlin y Frysland principalmente. Adicionalmente, durante el 1T 21 se completa la entrega del parque Seamade: 58 SG 8.0-167 DD en el Mar del Norte. Es importante destacar que el aumento anual del volumen de fabricación, que se multiplica por cuatro en 1T 21, no es extrapolable al resto del ejercicio, al reflejar el impacto de un bajo volumen de fabricación en 1T 20 por el lanzamiento de la fabricación de la plataforma de 8 MW en Cuxhaven.

La evolución de las ventas Onshore en 1T 21 (-5% a/a) con unos volúmenes de fabricación (1.744 MWe en 1T 21 vs. 1.747 MWe en 1T 20) e instalación (2.364 MW en 1T 21 vs. 2.321 MW en 1T 20) estables refleja el impacto negativo procedente de la depreciación de las monedas en las que opera el Grupo. Adicionalmente, la ausencia de crecimiento durante el trimestre es consecuencia del continuo impacto de la pandemia en la ejecución y entrega de proyectos, especialmente en EE.UU. donde se ha ampliado los periodos de puesta en marcha de los proyectos asociados con los PTCs. Se espera que el ritmo de actividad se recupere en los próximos trimestres, y especialmente en la segunda mitad del ejercicio, a media que se extienden las campañas de vacunación.

Durante 1T 21, EE.UU., China, Chile, Grecia, Brasil y Vietnam son los mayores contribuyentes a las ventas de Onshore (en MWe), con un 29%, un 11% (China y Chile), un 9%, un 8% y un 7% de participación respectivamente.

Ilustración 8: Volumen de ventas (MWe) Onshore 1T 21 (%)



El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración asciende a 18 M€ en 1T 21, equivalente a un margen sobre ventas de 1,0%, 14,7 puntos porcentuales por encima del margen EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de 1T 20.

La mejora de la rentabilidad de la división de Aerogeneradores refleja una mayor contribución de las ventas Offshore y el fin de los costes asociados a los retos en la ejecución de proyectos Onshore en el Norte de Europa, que tuvieron un alto impacto en la rentabilidad de 1T 20. El impacto esperado de menores precios continúa

compensado por las eficiencias ligadas ahora al programa LEAP. Más allá de las medidas de productividad orientadas a la reducción de costes, entre las que se encuentra una reducción anual de un c. 5% en el coste de los suministros externos y un estricto control de costes fijos, la compañía continúa avanzando con las medidas orientadas a devolver la rentabilidad a la división de Aerogeneradores:

- Durante el primer trimestre de FY21 se ha lanzado un marco operativo de gestión de proyectos común a toda la organización (PM@SGRE) a través del que se comparten las buenas prácticas, y se ha comenzado a reasignar recursos a aquellas áreas en las que son más necesarios.
- Durante el mes de enero (segundo trimestre de FY21) se han anunciado nuevas medidas de adaptación de la capacidad fabril a las demandas del mercado Onshore, con el cierre de Somozas y Cuenca. También se ha anunciado una nueva organización con una estructura simplificada que permitirá reducir los costes y acelerar los procesos.

Servicios de Operación y Mantenimiento

Tabla 6: Operación y mantenimiento (M€)

M€	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	1T 21	Var. a/a
Ventas	366	395	464	543	396	7,9%
EBIT pre PPA y costes I&R	88	87	96	130	102	16,0%
Margen EBIT pre PPA y costes I&R	24,1%	21,9%	20,6%	24,0%	25,9%	1,8 p.p.
Flota en mantenimiento (MW)	63.544	71.476	72.099	74.240	75.493	18,8%

En la actividad de Servicios, las ventas suben un 8% con respecto a 1T 20 hasta 396 M€. Este crecimiento refleja por un lado el impacto positivo de la integración del negocio de servicios en Europa adquiridos a Servion en enero de 2020, y por otro el impacto negativo de la depreciación de moneda en varios países en los que opera el Grupo.

La flota bajo mantenimiento se sitúa en 75,5 GW, un 19% por encima de la flota bajo mantenimiento en 1T 20. La flota Offshore, con 11,8 GW bajo mantenimiento, decrece un 4% a/a (un 2% desde el final de FY20) mientras que la flota de Onshore crece un 24% a/a hasta los 63,7 GW apoyado principalmente por la integración de la flota adquirida a Servion. La flota en mantenimiento de terceras tecnologías asciende a 11 GW⁷ a 31 de diciembre de 2020.

La tasa de renovación se sitúa en un 87% en 1T 21, por encima de la tasa de renovación de FY20 (70%).

El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de Servicios asciende a 102 M€ en 1T 21, equivalente a un margen sobre ventas de un 25,9%, 2 puntos porcentuales por encima del margen de 1T 20 (24,1%). La mejora del margen en 1T 21 refleja el impacto positivo de la reducción comparativamente alta de la tasa de fallos en los productos y de la reducción en el gasto de suministro de terceros.

⁷Flota en mantenimiento de terceras tecnologías se redefina excluyendo tecnologías de compañías adquiridas antes de la fusión de Siemens Wind Power con Gamesa Corporación Tecnológica (MADE, Bonus y Adwen).

Sostenibilidad

En la siguiente tabla se recogen los principales indicadores de sostenibilidad de los periodos 1T 20 y 1T 21, y su variación anual.

Tabla 7: Principales magnitudes de sostenibilidad

	1T 20 ¹	1T 21 ¹	Var. a/a
Seguridad y salud laboral			
Ratio accidentes con baja por millón horas trabajadas (LTIFR) ²	1,32	1,18	-11%
Ratio accidentes registrables por millón horas trabajadas (TRIR) ³	2,87	2,98	4%
Medioambiente			
Energía primaria (directa) empleada (TJ)	117 ⁴	174	49%
Energía secundaria (indirecta) empleada (TJ)	176	172	-2%
de la cual, Electricidad (TJ)	151	153	1%
de origen renovable (TJ)	99	153	55%
de fuentes de combustión convencionales (TJ)	52	0	N.A.
porcentaje de electricidad renovable (%)	66	100	52%
Consumo de agua de red (miles de m3)	108	120	11%
Residuos generados (kt)	17	19	12%
de los cuales, peligrosos (kt)	3	2	-33%
de los cuales, no peligrosos (kt)	14	17	21%
Residuos reciclados (kt)	12	14	17%
Empleados			
Número de empleados (a final del periodo) ⁵	24.327	25.918	7%
empleados < 35 años (%)	37,9	36,0	-5%
empleados entre 35-44 años (%)	36,5	37,9	4%
empleados entre 45-54 años (%)	18,4	19,1	4%
empleados entre 55-60 años (%)	4,5	4,8	7%
empleados > 60 años (%)	2,1	2,3	10%
empleados no clasificados (%)	0,5	-	-
Mujeres en plantilla (%)	18,9	19,0	1%
Mujeres en posiciones directivas (%)	10,5	12,6	20%
Cadena de suministro			
Número de proveedores tier 1	11.543	10.793	-6%
Volumen de compra (M€)	1.836	1.552	-15%

1. Cifras no auditadas.

2. 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.

3. 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.

4. Se ajusta y modifica el dato de energía primaria de 1T 20 para hacerlo comparable con la metodología aplicada en la medición de 1T 21.

5. El total de la plantilla en 1T 21 incluye la reciente adquisición de Servion.

Nota: TJ=Terajulios; 1Terajulio= 277,77 MWh; kt=miles de toneladas

Perspectivas

Entorno económico

El cierre del año 2020 y las perspectivas de crecimiento económico en el corto plazo continúan marcadas por la pandemia del coronavirus COVID-19.

De acuerdo con las estimaciones del último informe del Banco Mundial (BM)⁸, la economía global se ha contraído un 4,3% en 2020, una caída menos severa a la prevista anteriormente gracias a una recuperación más sólida en China, que cierra el año con un crecimiento positivo (2,0%), y a un decrecimiento menos profundo en las economías avanzadas (-5,4%). Por el contrario, la contracción en las economías de mercados emergentes y en desarrollo (-5,0%) ha sido más aguda de lo inicialmente esperado, destacando especialmente la India (-9,6%) y México (-9,0%) que han sufrido largos periodos de bloqueo.

La recuperación prevista en Octubre⁹, apoyada en la reducción parcial de los bloqueos, se ha visto empañada por el resurgimiento de los contagios, pero se estima que se irá reforzando en 2021 y 2022, gracias a un proceso de vacunación gradual, una mejora de la inversión, del consumo y del comercio global. El BM estima un crecimiento de un 4,0% en 2021 y de un 3,8% en 2022, lo que implica que el PIB global en 2022 será un 4,4% menor de lo estimado antes de la pandemia. El grupo de las economías avanzadas alcanzará un crecimiento de un 3,3% y de un 3,5% en 2021 y 2022 respectivamente, mientras que el grupo de las economías emergentes (excluyendo China) crecerá un 3,4% en 2021 y un 3,6% en 2022. El crecimiento estimado para China es de un 7,9% en 2021 y de un 5,2% en 2022.

Sin embargo, las perspectivas a corto plazo según el BM siguen siendo muy inciertas y aún son posibles diferentes resultados de crecimiento. El BM plantea un escenario a la baja en el que las infecciones continúan aumentando y el lanzamiento de una vacuna y plan global de vacunación se retrasa. En este escenario se podría limitar la expansión mundial al 1,6% en 2021. Mientras tanto, en un escenario al alza con un control exitoso de la pandemia y un proceso de vacunación más rápido, el crecimiento global podría acelerarse a casi un 5%.

Más allá de los dos próximos años, superar el impacto de la pandemia y sentar las bases de un crecimiento sólido en el largo plazo requerirá la formulación de políticas y la puesta en marcha de reformas integrales que conduzcan a un desarrollo económico equitativo y sostenible. Las acciones de mitigación del cambio climático, incluida la inversión en infraestructuras “verdes”, están llamadas a desempeñar un papel central en la consecución de dicho desarrollo.

Perspectivas eólicas globales a largo plazo

Como se ha indicado en la sección anterior, las medidas orientadas a la mitigación del cambio climático, incluida la inversión en infraestructuras “verdes”, juegan un papel central no solamente en la recuperación económica a corto plazo sino en el asentamiento de un crecimiento sólido y sostenible en el largo plazo. El reconocimiento de este papel ha impulsado a gobiernos y organismos supranacionales a anunciar la intención de acelerar sus objetivos de reducción de emisiones, mejorando como resultado las perspectivas eólicas a largo plazo. En este entorno, el Consejo europeo ha aumentado el objetivo de reducción de emisiones en 2030 hasta un 55% frente al 40% anterior, China ha anunciado un objetivo de cero emisiones en 2060 y alcanzar el pico en 2030 y el nuevo presidente de EE.UU., Joe Biden, convirtió su compromiso con el cambio climático, incluida la descarbonización de la industria energética en 2035, en parte central de su campaña electoral.

Para convertirse en realidad, estos compromisos necesitan políticas concretas de actuación, inversiones materiales y mecanismos claros de financiación que vayan más allá de los definidos en la actualidad. A diferencia de periodos anteriores, la pandemia ha acelerado la preparación y, en algunos casos la adopción, de dichas políticas, la aprobación de inversiones y la puesta en marcha de los mecanismos de financiación necesarios, aumentando la visibilidad del escenario a largo plazo de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) asociado al desarrollo sostenible. Dicho escenario, de acuerdo al último informe anual de la AIE (WEO 2020)¹⁰, resulta en una

⁸Banco Mundial. *Global Economic Prospect*. Enero 2021.

⁹Fondo Monetario Internacional. *World Economic Outlook*. Octubre 2020. Informe de actividad FY20.

¹⁰AIE. *World Energy Outlook 2020 (WEO 2020)*. Octubre 2020.

flota eólica acumulada en 2040 de 3.000 GW, algo más de 1.000 GW por encima del escenario de políticas declaradas (1.914 GW acumulados en 2040), y en un ritmo de instalaciones anuales de 145 GW al año en 2030 y 160 GW al año en 2040 frente a un nivel sostenido de instalaciones anuales de 60 GW en el escenario de políticas declaradas. Asimismo, en este escenario de desarrollo sostenible, la energía eólica Offshore será la mayor fuente de generación en 2050 alcanzando un 25% del suministro eléctrico, seguido de la eólica Onshore, la energía nuclear, y la solar fotovoltaica. Los costes de generación con energía eólica también continuarán reduciéndose gracias a las mejoras tecnológicas y el bajo coste de financiación hasta alcanzar aproximadamente 50 dólares por MWh en los próximos 5 años.

No obstante, incluso en este escenario de desarrollo sostenible, la meta de cero emisiones netas no se alcanzaría hasta 2070, lejos de los compromisos anunciados por la Unión Europea, Reino Unido o el nuevo presidente de EE.UU., Joe Biden, de alcanzar cero emisiones en 2050. Para poder cumplir con un objetivo de cero emisiones netas, a nivel global, en 2050 se necesitan medidas más ambiciosas y de mayor alcance, y que tienen que ponerse en marcha en esta década (2020 - 2030). Estas medidas que se recogen en el último escenario añadido por la AIE en su informe, WEO 2020, llamado "Cero emisiones netas 2050" o NZE2050 (*Net Zero Emissions by 2050*) elevaría el promedio de instalaciones eólicas anual desde 60 GW en 2019 hasta 160 GW en 2025 y 280 GW en 2030.

BloombergNEF¹¹, en su último informe NEO 2020 alcanza unas conclusiones similares. Solo teniendo en cuenta los fundamentos económicos de la transición energética, y dejando de lado los objetivos climáticos, las instalaciones eólicas alcanzarían una media de 147 GW al año hasta 2050. Añadiendo las instalaciones necesarias para reducir el calentamiento global por debajo de 2°C, se alcanzaría una media de 375 GW al año.

Ilustración 9: Instalaciones eólicas (GWe acumulados)

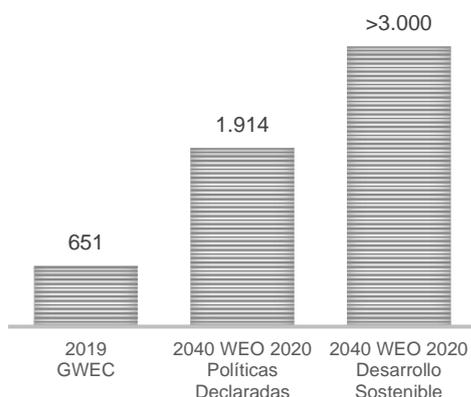
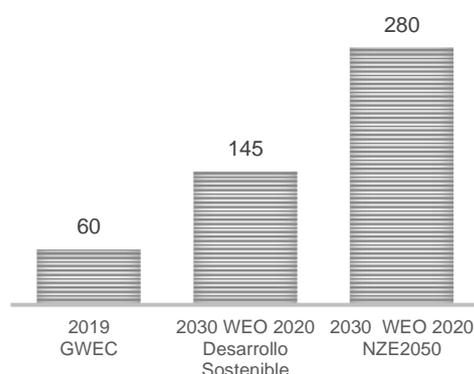


Ilustración 10: Instalaciones anuales 2019-30E (GW/año)



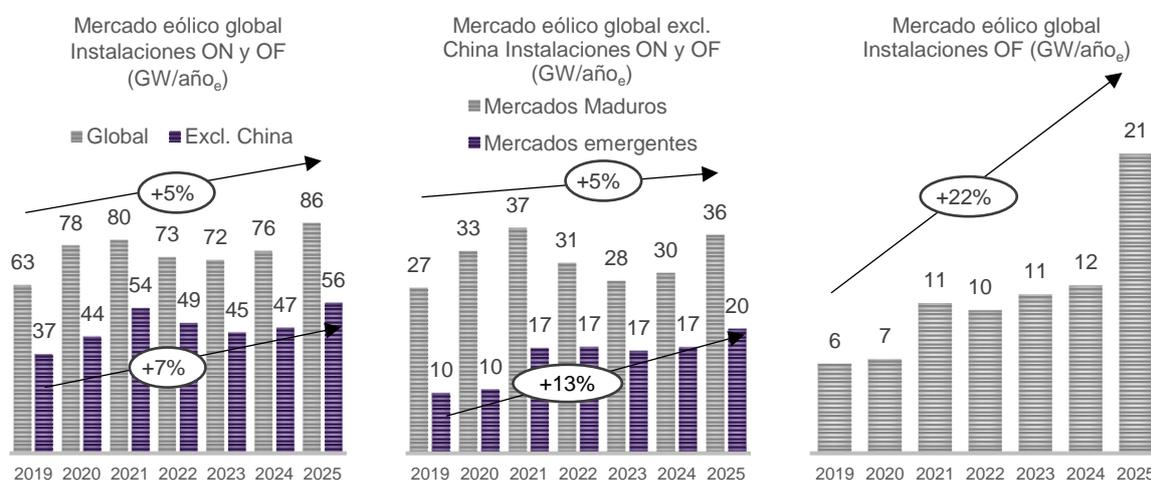
¹¹BloombergNEF. New Energy Outlook 2020 (NEO 2020). Octubre 2020.

Actualización trimestral de demanda a corto y medio plazo

Las energías renovables se han mostrado mucho más resilientes que cualquier otra fuente de energía, más que lo esperado en el trimestre anterior, y las perspectivas de demanda de instalaciones eólicas no solo han mejorado en el largo plazo, sino también en el corto y medio plazo, tanto en Onshore como en Offshore.

Estas mejoras se observan en los gráficos de la ilustración 11 con las expectativas de instalación en el medio plazo (2020-2025). El crecimiento anual compuesto esperado desde 2019¹² hasta 2025 (en burbujas) para las instalaciones globales incluyendo y excluyendo China ha aumentado un punto porcentual (p.p.) con respecto al trimestre pasado, de un 6% a un 7% excluyendo China y de un 4% a un 5% incluyendo China. Dicho aumento ha sido especialmente relevante en los mercados maduros (excl. China), con 3 puntos porcentuales más de crecimiento e instalaciones de 36 GW en 2025 (frente a 30 GW esperados en el trimestre anterior), y en el mercado Offshore con 2 puntos porcentuales más de crecimiento e instalaciones de 21 GW en 2025 frente a 19 GW en 2025.

Ilustración 11: Mercado eólico global (GW instalados/año)¹³



Wood Mackenzie (WM) estima que las instalaciones globales llegarán a 77,5 GW en 2020, a 79,6 GW en 2021, y a 73,2 GW en 2022, recuperando el crecimiento nuevamente a partir de 2023, para alcanzar una media de 77,3 GW anuales en el periodo 2020-2025.

En este periodo 2020-2025, se ha producido un incremento total de 31,0 GW respecto a la estimación del trimestre anterior, que se concentra en el mercado Onshore (27,7 GW). Geográficamente, y también en Onshore, la mejora de las proyecciones se concentra en China (18,9 GW) en base al compromiso para alcanzar la neutralidad climática en 2060, y en EE.UU. (7,4 GW), por la expectativa de un marco regulatorio más favorable tras la elección de Joe Biden para la presidencia. Cabe también destacar el incremento de las proyecciones en Onshore para Brasil (1,7 GW) impulsado por la demanda en el mercado libre, y la reducción en Alemania y Francia provocada por las dificultades en el desarrollo de los proyectos Onshore (1,0 GW en conjunto).

China (146 GW), EE.UU. (59 GW), India (23 GW) y Alemania (15 GW) continúan siendo los mayores mercados Onshore, contribuyendo con un 62% de las instalaciones totales acumuladas previstas en 2020-2025. Brasil, Francia, Suecia, España y Australia, contribuyen en un 12%, con instalaciones acumuladas entre 6 GW y 14 GW por país en el mismo periodo.

¹²GWEC, en su informe "Global Wind Report 2019" reporta para 2019 en instalaciones ON y OF 60 GW globalmente y 34 GW excluyendo China, de los que 25 GW son en mercados maduros, y 9 GW en mercados emergentes; 6 GW en OF (similares a las instalaciones reportadas por Wood Mackenzie).

¹³Wood Mackenzie. Global Wind Power Market Outlook Update: Q4 2020. Diciembre 2020. Las expectativas de 1T 21 (año fiscal) y de 4T 20 (año fiscal) que aparecen en esta sección proceden de los informes trimestrales de previsiones globales del mercado eólico de Wood Mackenzie.

Offshore continúa siendo mucho más concentrado, a pesar de la aparición de nuevos mercados. China con 24 GW en instalaciones entre 2020 y 2025 contribuye un 33% al total de instalaciones en el periodo. Europa, liderada por Reino Unido con 12 GW en instalaciones en ese mismo periodo, instala 27 GW, contribuyendo un 38% al total. EE.UU. y Taiwán les siguen con 10 GW y 5 GW respectivamente en el periodo 2020-2025.

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. Según BloombergNEF¹⁴, el precio medio por MW Onshore para contratos firmados en la segunda mitad de 2020 se sitúa en 0,77 M€/MW incluyendo instalación (0,72 M€/MW excluyendo instalación), en línea con precio medio de contratos firmados en la primera mitad de 2020. En términos de producto, la categoría >3 MW domina prácticamente el mercado, y la potencia promedio para los contratos con entrega en 2021 supera ya los 4 MW.

Resumen de los principales eventos relacionados con la energía eólica en 1T 21¹⁵

Durante el primer trimestre del año fiscal 2021 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.

Con relación a los compromisos de reducción de emisiones y de generación con energías renovables:

- **Unión Europea:** el Consejo Europeo ha aprobado incrementar el objetivo de reducir las emisiones a un 55% en 2030 comparado con 1990, para lo que se estima que será necesario incrementar el objetivo de renovables hasta 38%-40% del consumo bruto final (actualmente el objetivo de renovables es del 32%). Para 2020, se estima que las energías renovables han alcanzado entre un 22,8% y un 23,1% del consumo energético, superando así el objetivo del 20%.
- **Reino Unido:** se anuncia el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un mínimo del 68% en 2030, comparado con los niveles de 1990.
- **EE.UU.:** tras la elección de Joe Biden a la presidencia se espera una reincorporación al Acuerdo de París, del que EE.UU. salió oficialmente en noviembre.

De acuerdo con los resultados de las elecciones en Georgia, el partido demócrata tendrá además mayoría en el Senado, lo que facilitará la aprobación de la legislación necesaria para la aplicación del plan para “una revolución de energía limpia y justicia ambiental” anunciado durante la campaña electoral. Este plan pretende asegurar que EE.UU. logre una economía de energía 100% limpia y alcance emisiones netas cero no más tarde de 2050, para lo que realizará una inversión a nivel federal de 1,7 billones de dólares durante los próximos 10 años.

- **Corea del Sur:** se anuncia el objetivo de eliminar las emisiones de gases de efecto invernadero en 2050, como parte del “Nuevo Pacto Verde”. El borrador de la nueva política energética propone elevar la participación de las energías renovables en el mix de generación hasta un 41,9% en 2034 desde un 16,7% actual, cuadruplicando la capacidad renovable hasta los 78 GW.
- **Japón:** se anuncia el objetivo de eliminar las emisiones de gases de efecto invernadero para 2050. Alcanzar este objetivo requeriría c. 130 GW de capacidad eólica acumulada en 2050 frente a 4,2 GW instalados en la actualidad.

Respecto a los objetivos de instalaciones Offshore:

- **Unión Europea:** se publica una nueva estrategia que plantea incrementar la capacidad instalada hasta 60 GW en 2030, y 300 GW en 2050 (12 GW instalados en Europa, sin contar los 10 GW instalados en Reino Unido, a final de 2019¹⁶).
- **Reino Unido:** se declara en Escocia un objetivo de 11 GW para 2030, incluidos en el objetivo de 40 GW fijado para Reino Unido.

¹⁴BloombergNEF. *2H 2020 Wind Turbine Price Index*. Diciembre 2020.

¹⁵Esta 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.

¹⁶Fuente: Consejo Mundial de la Energía Eólica (GWEC por sus siglas en inglés). “*Global Wind Report 2019*”. Marzo 2020.

- **EE.UU.:** por primera vez se presenta a la Cámara de Representantes un objetivo de instalaciones Offshore a nivel federal, para alcanzar 12,5 GW en 2025, y 25 GW en 2030.
 - **Massachusetts:** se propone un nuevo objetivo Offshore para 2035 de 5,6 GW (anteriormente 3,2 GW).
- **Japón:** se confirma el objetivo de alcanzar 10 GW instalados en 2030, con la intención de alcanzar entre 30 GW y 45 GW en 2040.

Respecto a los objetivos de instalaciones Onshore:

- **Alemania:** entra en vigor la nueva Ley de Energías Renovables (EEG por sus siglas en alemán), por la que se incrementa el objetivo Onshore a 71 GW para 2030 (según se adelantaba en el informe de actividad del tercer trimestre del año fiscal 2020) y se planifican nuevas subastas para el periodo 2021-2028 por las que se pretende asignar un total de 31 GW Onshore.
- **Brasil:** se publica un calendario estimado con la reactivación de subastas. Se prevén cuatro subastas en 2021 y otras dos subastas anuales en 2022 y 2023.

Además, se ha publicado la siguiente información y se han adoptado las siguientes medidas:

- **EE.UU.:** se aprueba una extensión de los PTC y de los ITC (PTC - créditos fiscales a la producción eólica e ITC - créditos fiscales a la inversión, por sus siglas en inglés). Así, los proyectos Onshore con inicio de construcción antes de final de 2021 podrán acceder a los PTC al 60%, y los proyectos Offshore con inicio de construcción entre 2017 y final de 2025, a los ITC del 30%. Se extiende además para los proyectos Offshore el periodo *safe harbor* a 10 años (4 años hasta ahora).
- **India:** se suceden los anuncios de distintas medidas que tienen el objetivo de reactivar el mercado eólico e incrementar la participación en las subastas. Durante este trimestre, se han anunciado nuevas guías para proyectos híbridos (incluidos híbridos con energías renovables y energías térmicas), nuevos procesos de compra de energía eólica en Tamil Nadu, la eliminación de impuestos para las transacciones eléctricas (anteriormente un 3%), nuevos mercados de futuros y derivados de electricidad, y la definición de emplazamientos por un total de 54 GW, con la intención de resolver los problemas de disponibilidad de terrenos y conexión eléctrica.

Resumen de subastas

Tabla 8: Resumen de los resultados de subastas publicados durante 1T 21

Subasta	Tipo	Tecnología	MW ¹	Precio Medio €/MWh ²	Fecha Operación ³
Alemania – neutral VI	Neutral	ON	0	53	N.A.
Alemania, VI – 2020	Específica	ON	659	61	2022
Alemania, VII – 2020	Específica	ON	400	59	2022
Australia – Queensland	Neutral	ON	400	N.A.	2024
Francia – VI	Específica	ON	258	60	2023
India – SECI Hybrid III	Híbridos ON y solar	ON	1.200 ⁴	27	2022
EE.UU. – Nueva York 2	Específica	OF	2.490	N.A.	2027
Polonia	Neutral	ON	900 ⁵	50 ⁵	2024

1. MW adjudicados a ON o OF.
2. Aplicado tipo de cambio a fecha de publicación de resultados.
3. Fecha de operación comercial.
4. Reparto definitivo entre Onshore y solar no publicado. Al menos un 33% debe ser de la tecnología no principal de cada proyecto.
5. No oficial. Capacidad estimada, ya que la adjudicación se realiza en energía. Precio medio de todas las ofertas adjudicadas (eólica y solar).

Tabla 9: Subastas anunciadas o modificadas durante 1T 21 (incluye subastas anteriores pendientes de resolución)

Subastas EMEA	Tipo	Tecnología	Objetivo [GW]	Fecha prevista ¹
Alemania, subasta central 1	Específica	OF	1,0	2021
Alemania, subasta central 2	Específica	OF	0,9	2022
Dinamarca – Thor	Específica	OF	1,0	dic. 2020 ²
España	Específica	ON	1,0 ³	ene. 2021 ³
España	Específica	ON	1,5 ³	2021 ³
Francia	Específica	ON	0,5	nov. 2020
Francia	Específica	ON	1,9 ⁴	2021 ⁴
Francia – Manche	Específica	OF	1,0	2022
Grecia	Neutral	ON y solar	0,4	marzo 2021 ⁵
Italia	Neutral	ON y solar	1,2	oct. 2020
Países Bajos – SDE++ otoño 2020	Neutral	Renovables	5.000 M€	oct. 2020
Países Bajos – Hollandse Kust West	Específica	OF	1,4	2021
Países Bajos – North of Frysian Isl.	Específica	OF	0,7	2022
Países Bajos – Ijmuiden I+II	Específica	OF	2,0	2023
Reino Unido – CfD ronda 4	Por bloques ⁶	ON, OF, OF flotante, solar ⁶	12,0 ⁶	2021
Sudáfrica	Específica	ON	1,6	2021
Turquía	Específica	ON	2,0	aplaz. mar. 2021

1. Fecha prevista para entrega de propuestas. Los resultados en algunos casos se publican más tarde.
2. Fecha límite para presentación de propuestas para el proceso de precalificación.
3. Subasta convocada en diciembre de 2020, con entrega de ofertas el 26 de enero de 2021. El volumen de la primera subasta será de 3 GW renovables, con un cupo mínimo para eólica ON de 1 GW. Se establece además un calendario de subastas entre 2021 y 2025, con un volumen mínimo anual de eólica de 1,5 GW. Serán subastas tecnológicamente neutras, estableciendo volúmenes mínimos para eólica.
4. Propuesta de calendario para 12 subastas específicas para eólica de 925 MW cada una, dos al año entre 2021 y 2026.
5. Subasta convocada para marzo de 2021. Se propone calendario con 6 subastas más de 350 MW cada una, hasta 2024.
6. Se han definido 3 bloques: en el bloque 1 competirán tecnologías maduras como ON y solar; en el bloque 2 competirán tecnologías menos maduras incluyendo OF flotante; el bloque 3 se reserva para OF. El volumen de 12 GW no está confirmado. No se han definido tampoco los objetivos por tramo.

Subastas Américas	Tipo	Tecnología	Objetivo [GW]	Fecha prevista ¹
Canadá – Saskatchewan	Específica	ON	0,3	nov. 2020
Chile	Neutral	Renovables y térmicas	2,3 TWh/año	aplaz. mayo 2021
EE.UU. – Connecticut	Específica	OF	c. 1,0	2021
EE.UU. – Maryland	Específica	OF	0,6	2021
EE.UU. – Massachusetts	Específica	OF	0,8	2021
EE.UU. – Nueva Jersey 2	Específica	OF	1,2 – 2,4	dic. 2020
EE.UU. – Nueva Jersey ²	Específica	OF	1,2 – 1,4	2022 – 2028
EE.UU. – Rhode Island	Específica	OF	0,6	2021

1. Fecha prevista para entrega de propuestas. Los resultados en algunos casos se publican más tarde.
2. Se ha publicado el programa para 4 subastas por el que se asignarán entre 1,2 GW y 1,4 GW por subasta, hasta alcanzar el objetivo de 7,5 GW. Las subastas están previstas en 3T 2022, 2T 2024, 2T 2026 y 1T 2028 (trimestres de años naturales).

Subastas APAC	Tipo	Tecnología	Objetivo [GW]	Fecha prevista ¹
India – SECI X	Específica	ON	1,2	feb. 2021
India – SECI RTC II ²	Neutral	ON y/o solar + térmica	2,5	aplaz. feb. 2021
Japón	Específica	OF	1,5	mayo 2021

1. Fecha prevista para entrega de propuestas. Los resultados en algunos casos se publican más tarde.
2. Round the clock por sus siglas en inglés. 2,5 GW (inicialmente 5 GW) incluyendo renovables (ON y/o solar con un mínimo del 51%) y no renovables, para garantizar una disponibilidad anual mínima del 80%.

Guías FY21

	1T 21	FY 21
Ventas (€M)	2.295	10.200-11.200
Margen EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración (%)	5,3%	3%-5%

Estas guías no incluyen cargas derivadas de asuntos legales o regulatorios y se dan a tipo de cambio constante. Las guías excluyen cualquier impacto extraordinario derivado de disrupciones severas en la cadena de suministro o cese de la actividad de fabricación debido a la pandemia covid-19.

El ejercicio FY21 ha tenido un sólido comienzo que avala las guías comunicadas para el año.

A nivel de ventas es importante destacar que la evolución anual de las ventas Offshore se ha visto favorecida por el bajo nivel de actividad de 1T 20 asociado al lanzamiento de la fabricación de góndolas para la plataforma de 8 MW, y que dicho crecimiento no debe de extrapolarse al resto del ejercicio. Igualmente, la evolución de las ventas Onshore en 1T 21 refleja todavía el impacto de la pandemia en la ejecución de proyectos, impacto que se espera que se reduzca en los próximos trimestres, y especialmente en la segunda mitad del ejercicio. La cobertura de ventas de acuerdo al libro de pedidos a 31 de diciembre de 2020 se sitúa en un 93% del punto medio y en un 98% del rango inferior del rango de la guía de ventas para FY21, aportando visibilidad al cumplimiento de las guías anuales.

A nivel de margen EBIT pre PPA y antes de gastos de integración y reestructuración, el desempeño en 1T 21 también apoya las guías para el FY21. Durante los próximos trimestres se espera una normalización de la rentabilidad de Servicios en línea con un margen anual de c. 20%.

Los gastos de integración y reestructuración (47 M€) irán aumentando en los próximos trimestres a medida que se aceleran las acciones para devolver la división de Aerogeneradores a un nivel de rentabilidad normalizado y sostenible en el largo plazo. Las guías para el año se mantienen en c. 300 M€.

El impacto estimado del PPA en la amortización de intangibles se mantiene en c. 250 M€ en FY21 (60 M€ en 1T 21) y el impacto en la caja derivado de los usos de las provisiones de Adwen en 125 M€ (24 M€ en 1T 21).

Más allá del desempeño económico-financiero, que avala el cumplimiento de las guías comunicadas para el ejercicio, es importante destacar que las acciones presentadas al mercado durante el día del mercado de capitales, el 27 de agosto de 2020, progresan de acuerdo con lo esperado y apoyan la visión a largo plazo de la compañía.

Anexo

Estados Financieros octubre 2020 - diciembre 2020

Cuenta de Resultados

EUR en millones	Octubre - Diciembre 2019	Octubre - Diciembre 2020
Importe neto de la cifra de negocios	2.001	2.295
Coste de ventas	(2.057)	(2.093)
Margen Bruto	(57)	202
Gastos de Investigación y Desarrollo	(50)	(67)
Gastos de ventas y gastos generales de administración	(123)	(121)
Otros ingresos de explotación	2	2
Otros gastos de explotación	(1)	(2)
Ingresos (pérdidas) de inversiones contabilizadas según el método de la participación	-	2
Ingresos financieros	3	3
Gastos financieros	(14)	(16)
Otros ingresos (gastos) financieros	(2)	1
Ingreso de operaciones continuadas antes de impuestos	(242)	4
Impuestos sobre beneficios	68	8
Resultados de operaciones continuadas	(174)	12
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas, neto de impuesto	-	-
Participaciones no dominantes	(1)	-
Resultado del ejercicio atribuible a los accionistas de SGRE	(174)	11

Balance de situación

M€	31.12.2019	30.09.2020	01.10.2020 (*)	31.12.2020
Activos:				
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1.661	1.622	1.622	1.533
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.079	1.141	1.141	1.150
Otros activos financieros corrientes	161	212	212	288
Deudores comerciales, empresas vinculadas	29	1	1	1
Activos por contrato	1.801	1.538	1.538	1.517
Existencias	2.071	1.820	1.820	1.718
Activos por impuesto corriente	214	198	198	188
Otros activos corrientes	578	398	398	467
Total activo corriente	7.593	6.929	6.929	6.862
Fondo de comercio	4.662	4.550	4.573	4.499
Otros activos intangibles	1.864	1.780	1.780	1.729
Inmovilizado material	2.086	2.239	2.238	2.322
Inversiones contabilizadas según el método de la participación	71	66	66	68
Otros activos financieros	124	235	235	213
Activos por Impuesto diferido	504	529	526	547
Otros activos	4	4	4	5
Total activo no corriente	9.316	9.403	9.421	9.384
Total activo	16.909	16.332	16.350	16.246
Pasivo y Patrimonio neto:				
Deuda financiera corriente	513	434	434	636
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	2.282	2.956	2.956	2.346
Otros pasivos financieros corrientes	71	127	127	135
Acreedores comerciales, empresas vinculadas	188	8	8	47
Pasivos por contrato	3.193	3.148	3.171	3.393
Provisiones corrientes	711	723	715	681
Pasivos por impuesto corriente	167	177	180	174
Otros pasivos corrientes	833	761	744	767
Total pasivo corriente	7.959	8.335	8.335	8.179
Deuda financiera	974	1.236	1.236	1.372
Obligaciones por prestaciones al personal	13	20	20	18
Impuestos diferidos pasivos	309	229	225	231
Provisiones	1.473	1.422	1.443	1.415
Otros pasivos financieros	158	126	126	125
Otros pasivos	30	29	29	31
Total pasivo no corriente	2.957	3.062	3.080	3.194
Capital social	116	116	116	116
Prima de emisión	5.932	5.932	5.932	5.932
Resultado ejercicio anterior y otros componentes del P.Netto	(58)	(1.114)	(1.114)	(1.174)
Participaciones minoritarias	4	1	1	-
Total Patrimonio Neto	5.993	4.935	4.935	4.874
Total Pasivo y Patrimonio Neto	16.909	16.332	16.350	16.246

(*) A efectos comparativos después de ajustes al balance de apertura de negocios adquiridos (Asignación del precio de compra ("PPA") de las combinaciones de negocio de Senvion, de acuerdo con IFRS 3).

Estado de flujos de efectivo

EUR en millones	Octubre - Diciembre 2019	Octubre - Diciembre 2020
Resultado antes de impuestos	(242)	4
Amortizaciones + PPA	172	180
Otros PyG (*)	-	7
Variación capital circulante con efecto en flujo de caja (***)	113	(409)
Dotación de provisiones (**)	178	50
Uso de provisiones (**)	(106)	(83)
Inversiones en activos fijos - CAPEX	(92)	(140)
Uso provisiones de Adwen (**)	(41)	(24)
Pago de impuestos	(85)	(8)
Adquisiciones de negocios, neto del efectivo adquirido	-	-
Otros	(1)	(6)
Flujo de caja del ejercicio	(105)	(427)
Caja / (Deuda financiera neta) Inicial	280	(49)
Caja / (Deuda financiera neta) Final	175	(476)
Variación de Caja Financiera Neta	(105)	(427)

(*) 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	31.12.2019	30.09.2020	01.10.2020 (*)	31.12.2020
Propiedad, planta y equipos	2.086	2.239	2.238	2.322
Fondo de comercio e intangibles	6.526	6.330	6.352	6.229
Capital Circulante	(939)	(1.976)	(1.981)	(1.699)
Otros activos, neto (**)	373	584	582	643
Total	8.046	7.177	7.191	7.495
Deuda neta / (caja)	(175)	49	49	476
Provisiones (***)	2.198	2.165	2.178	2.115
Fondos propios	5.993	4.935	4.935	4.874
Otros pasivos	30	29	29	31
Total	8.046	7.177	7.191	7.495

(*) A efectos comparativos después de ajustes al balance de apertura de negocios adquiridos (Asignación del precio de compra ("PPA") de las combinaciones de negocio de Senvion, de acuerdo con IFRS 3).

(**) 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€	31.12.2018	31.03.2019	30.06.2019	30.09.2019	01.10.2019 (*)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.125	1.353	954	1.727	1.727
Deuda financiera corriente	(705)	(345)	(471)	(352)	(418)
Deuda financiera a largo plazo	(1.255)	(1.126)	(674)	(512)	(1.029)
Caja / (Deuda Financiera Neta)	165	(118)	(191)	863	280

M€	31.12.2019	31.03.2020	30.06.2020	30.09.2020	31.12.2020
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1.661	1.421	1.695	1.622	1.533
Deuda financiera corriente	(513)	(487)	(546)	(434)	(636)
Deuda financiera a largo plazo	(974)	(1.229)	(1.239)	(1.236)	(1.372)
Caja / (Deuda Financiera Neta)	175	(295)	(90)	(49)	(476)

(*) 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€	31.12.2018	31.03.2019	30.06.2019	30.09.2019	01.10.2019 Comp. (*)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.093	1.137	1.421	1.287	1.287
Deudores comerciales, empresas vinculadas	42	35	39	22	22
Activos por contrato	2.033	1.771	1.952	2.056	2.056
Existencias	1.925	2.006	2.044	1.864	1.864
Otros activos corrientes	417	464	651	461	451
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	(2.283)	(2.352)	(2.483)	(2.600)	(2.600)
Acreedores comerciales, empresas vinculadas	(274)	(153)	(250)	(286)	(286)
Pasivos por contrato	(2.340)	(1.991)	(2.267)	(2.840)	(2.840)
Otros pasivos corrientes	(641)	(706)	(869)	(798)	(798)
Capital Circulante	(27)	211	238	(833)	(843)

(*) 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.

M€ 31.12.2019 31.03.2020 30.06.2020 30.09.2020 01.10.2020 31.12.2020

(*)

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.079	1.036	1.174	1.141	1.141	1.150
Deudores comerciales, empresas vinculadas	29	37	37	1	1	1
Activos por contrato	1.801	1.808	1.715	1.538	1.538	1.517
Existencias	2.071	2.115	2.064	1.820	1.820	1.718
Otros activos corrientes	578	466	584	398	398	467
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	(2.282)	(2.332)	(2.544)	(2.956)	(2.956)	(2.346)
Acreedores comerciales, empresas vinculadas	(188)	(212)	(237)	(8)	(8)	(47)
Pasivos por contrato	(3.193)	(3.101)	(3.362)	(3.148)	(3.171)	(3.393)
Otros pasivos corrientes	(833)	(682)	(929)	(761)	(744)	(767)
Capital Circulante	(939)	(865)	(1.498)	(1.976)	(1.981)	(1.699)

(*) A efectos comparativos después de ajustes al balance de apertura de negocios adquiridos (Asignación del precio de compra ("PPA") de las combinaciones de negocio de Senvion, de acuerdo con IFRS 3).

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 una combinación de negocios (p.ej. la fusión de Siemens Wind Power y Gamesa). Esta MAR tampoco incluye las adiciones de activos por derecho de uso (primera aplicación de la NIIF 16 a partir del 1 de octubre de 2019).

M€	1T 20	1T 21
Adquisición de activos intangibles	(42)	(39)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(50)	(101)
CAPEX	(92)	(140)

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

M€	2T 20	3T 20	4T 20	1T 21	LTM Dic 20
Adquisición de activos intangibles	(42)	(54)	(44)	(39)	(179)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(67)	(97)	(205)	(101)	(470)
CAPEX	(109)	(151)	(249)	(140)	(649)

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)
CAPEX	(108)	(127)	(181)	(92)	(509)

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 20	1T 21
Resultado antes de impuestos	(242)	4
Amortizaciones + PPA	172	180
Otros PyG (*)	-	7
Dotación de provisiones	178	50
Uso de provisiones (sin uso de Adwen)	(106)	(83)
Pago de impuestos	(85)	(8)
Flujo de caja operativo bruto	(83)	151

(*) 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.

	1T 20 (*)	2T 20 (*)	3T 20 (*)	4T 20 (*)	1T 21 (*)
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.611	1.289	872	1.698	1.619
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	2.563	1.645	1.200	2.713	2.360
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,63	0,78	0,73	0,63	0,69

(*) 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 20 a 0 M€, en el 2T 20 a 61 M€, en el 3T 20 a 0 M€, en el 4T 20 a 0 M€ y en el 1T 21 a 0 M€.

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

	2T 20 (*)	3T 20 (*)	4T 20 (*)	1T 21 (*)	LTM Dic 20
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.289	872	1.698	1.619	5.478
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	1.645	1.200	2.713	2.360	7.919
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,78	0,73	0,63	0,69	0,69

(*) 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 20 a 61 M€, en el 3T 20 a 0 M€, en el 4T 20 a 0 M€ y en el 1T 21 a 0 M€.

	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 19 a 9 M€ y en el 1T 19 a 6 M€.

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 20	3T 20	4T 20	1T 21	LTM Dic 20
Grupo	2.203	5.342	2.564	2.281	12.389
De los cuales AEG ON	1.350	872	1.698	1.619	5.539

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

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 20	3T 20	4T 20	1T 21	LTM Dic 20
Onshore	1.645	1.200	2.713	2.360	7.919

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

Offshore:

MW	2T 20	3T 20	4T 20	1T 21	LTM Dic 20
Offshore	-	2.860	-	-	2.860

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

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

M€	2T 20	3T 20	4T 20	1T 21	LTM Dic 20
AEG	1.808	1.947	2.325	1.899	7.980
Servicios	395	464	543	396	1.797
TOTAL	2.204	2.411	2.868	2.295	9.777

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
TOTAL	2.389	2.632	2.944	2.001	9.966

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 y el impacto de la amortización del valor razonable de los activos intangibles procedentes del PPA (Asignación Precio de Compra).

- Los costes de integración son gastos de carácter único (*one-time expense*) (naturaleza temporal – limitados en el tiempo) relacionados con la integración de las dos sociedades anteriores, o de otro negocio adquirido, excluyendo cualquier coste de reestructuración.
- Los costes de reestructuración son gastos de personal u otros no relacionados con el personal que se derivan de una reestructuración (por ejemplo, cierres de localizaciones), cuando la reestructuración hace referencia a medidas que modifican significativamente el alcance del negocio llevado a cabo o la manera en que se dirige el negocio.

M€	1T 20	1T 21
RESULTADO DEL EJERCICIO ANTES DE IMPUESTOS	(242)	4
(-) Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	-	(2)
(-) Ingresos financieros	(3)	(3)
(-) Gastos financieros	14	16
(-) Otros ingresos/gastos financieros, neto	2	(1)
EBIT	(229)	14
(-) Costes de integración	21	27
(-) Costes de reestructuración	7	20
(-) Impacto PPA	66	60
EBIT pre-PPA y costes de integración y reestructuración	(136)	121

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 20	1T 21
EBIT	(229)	14
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	172	180
EBITDA	(57)	194

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

M€	2T 20	3T 20	4T 20	1T 21	LTM Dic 20
EBIT	(118)	(472)	(139)	14	(714)
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	182	290	200	180	852
EBITDA	63	(181)	61	194	138

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
EBITDA	237	204	271	(57)	655

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 20	1T 21
Resultado del ejercicio (M€)	(174)	11
Número de acciones (unidades)	679.514.202	679.517.513
BNA (€/acción)	(0,26)	0,02

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€	31.12.2020
Ventas acumuladas para el año en curso N (1)	2.295
Cartera de pedidos para la actividad FY21 (2)	7.670
Rango medio de ventas para el FY21 según guías a mercado (3) (*)	10.700
Cobertura de Ventas ([1+2]/3)	93%

(*) Punto medio del rango de 10.200 M€ y 11.200 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 20	3T 20	4T 20	1T 21	LTM Dic 20
Entrada pedidos	2.203	5.342	2.564	2.281	12.389
Ventas	2.204	2.411	2.868	2.295	9.777
Book-to-Bill	1,0	2,2	0,9	1,0	1,3

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

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 amortización, depreciación 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 20	3T 20	4T 20	1T 21	LTM Dic 20
CAPEX (1)	109	151	249	140	649
Amortización, depreciación y deterioros (a)	182	290	200	180	852
Amortización, depreciación y deterioros de activos por derecho de uso (NIIF 16) (b)	27	33	28	31	119
Amortización PPA intangible (c)	69	68	59	60	256
Depreciación y Amortización (exc. PPA) (2=a-b-c)	86	189	112	90	477
Tasa de reinversión (1/2)	1,3	0,8	2,2	1,6	1,4

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 (b)	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

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 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.

- Los costes de integración son gastos de carácter único (*one-time expense*) (naturaleza temporal – limitados en el tiempo) relacionados con la integración de las dos sociedades anteriores, o de otro negocio adquirido, excluyendo cualquier coste de reestructuración.
- Los costes de reestructuración son gastos de personal u otros no relacionados con el personal que se derivan de una reestructuración (por ejemplo, cierres de localizaciones), cuando la reestructuración hace referencia a medidas que modifican significativamente el alcance del negocio llevado a cabo o la manera en que se dirige el negocio.

M€	1T 20	1T 21
Beneficio Bruto	(57)	202
Amortización PPA intangible	42	45
Costes Integración	15	20
Costes Reestructuración	6	13
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	7	280

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

M€	2T 20	3T 20	4T 20	1T 21	LTM Dic 20
Beneficio Bruto	63	(196)	81	202	149
Amortización PPA intangible	45	45	45	45	180
Costes Integración	28	41	49	20	138
Costes Reestructuración	42	100	33	13	188
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	177	(10)	207	280	654

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	8	30	62	15	115
Costes Reestructuración	1	2	5	6	13
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	289	296	401	7	992

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 20	3T 20	4T 20	1T 21	LTM Dic 20
Onshore	1.649	1.876	2.433	1.744	7.702

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

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) se utilizan y divulgan en este informe de actividad y se utilizan además en la presentación asociada 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.

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.

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 netos.

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

- Los costes de integración son gastos de carácter único (one-time expense) (naturaleza temporal – limitados en el tiempo) relacionados con la integración de las dos sociedades anteriores, o de otro negocio adquirido, excluyendo cualquier coste de reestructuración.

- Los costes de reestructuración son gastos de personal u otros no relacionados con el personal que se derivan de una reestructuración (por ejemplo, cierres de localizaciones), cuando la reestructuración hace referencia a medidas que modifican significativamente el alcance del negocio llevado a cabo o la manera en que se dirige el 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.

Advertencia

“El presente documento ha sido elaborado por Siemens Gamesa Renewable Energy, quien lo difunde exclusivamente a efectos informativos. Este documento contiene enunciados que son manifestaciones de futuro, e incluye declaraciones con respecto a nuestra intención, creencia o expectativas actuales sobre las tendencias y acontecimientos futuros que podrían afectar a nuestra condición financiera, a los resultados de nuestras operaciones o al precio de nuestra acción. Estas manifestaciones pueden identificarse con palabras como “esperamos”, “anticipamos”, “pretendemos”, “planeamos”, “creemos”, “buscamos”, “estimamos”, “haremos”, “proyectamos” o palabras de significado similar. También podemos hacer manifestaciones de futuro en otros informes, presentaciones, material entregado a los accionistas y comunicados de prensa. Además, nuestros representantes pueden hacer en alguna ocasión manifestaciones verbales a futuro. Estas manifestaciones de futuro no son garantías del desempeño e implican riesgos e incertidumbres. En consecuencia, los resultados reales pueden diferir considerablemente de los resultados de las manifestaciones de futuro, como consecuencia de diversos factores, riesgos e incertidumbres, tales como factores económicos, competitivos, regulatorios o comerciales. El valor de las inversiones puede subir o bajar, circunstancia que el inversor debe asumir incluso a riesgo de no recuperar el importe invertido, en parte o en su totalidad. Igualmente, el anuncio de rentabilidades pasadas no constituye promesa o garantía de rentabilidades futuras.

Los datos, opiniones, estimaciones y proyecciones que se incluyen en el presente documento se refieren a la fecha que figura en el mismo y se basan en previsiones de la propia compañía y en fuentes de terceras personas, por lo que Siemens Gamesa Renewable Energy, no garantiza que su contenido sea exacto, completo, exhaustivo y actualizado y, consecuentemente, no debe confiarse en él como si lo fuera. Tanto la información como las conclusiones contenidas en el presente documento se encuentran sujetas a cambios sin necesidad de notificación alguna. Siemens Gamesa Renewable Energy no asume ninguna obligación de actualizar públicamente ni revisar las manifestaciones de futuro, ya sea como resultado de nueva información, acontecimientos futuros o de otros efectos.

Los resultados y evolución señalados podrían diferir sustancialmente de aquellos señalados en este documento. En ningún caso deberá considerarse este documento como una oferta de compra o venta de valores, ni asesoramiento ni recomendación para realizar cualquier otra transacción. Este documento no proporciona ningún tipo de recomendación de inversión, ni asesoramiento legal, fiscal, ni de otra clase, y nada de lo que en él se incluye debe ser tomado como base para realizar inversiones o tomar decisiones.

Todas y cada una de las decisiones que cualquier tercero adopte como consecuencia de la información, reportes e informes que contiene este documento, es de exclusiva y total responsabilidad y riesgo de dicho tercero, y Siemens Gamesa Renewable Energy, no se responsabiliza por los daños que pudieran derivarse de la utilización del presente documento o de su contenido.

Este documento ha sido proporcionado exclusivamente como información y no puede ser reproducido o distribuido a cualquier tercero, ni puede ser publicado total o parcialmente por ninguna razón sin el previo consentimiento por escrito de Siemens Gamesa Renewable Energy.

Siemens Gamesa Renewable Energy prepara y publica su Información Financiera en miles de euros (a menos que se indique de otra forma). Debido al redondeo, las cifras presentadas pueden no sumar exactamente los totales indicados.

En el caso de duda prevalece la versión del presente documento en español.”

Nota sobre Medidas Alternativas de Rendimiento (MARes)

Este documento incluye medidas financieras suplementarias que son o pueden ser medidas alternativas de rendimiento (medidas no PCGA). Estas medidas financieras complementarias no deben considerarse de forma aislada o como alternativas a las medidas de los activos netos y la situación financiera o los resultados de las operaciones de Siemens Gamesa Renewable Energy tal y como se presentan en sus estados financieros consolidados. Otras compañías que informan o describen medidas alternativas de rendimiento de título similar pueden calcularlas de forma diferente.