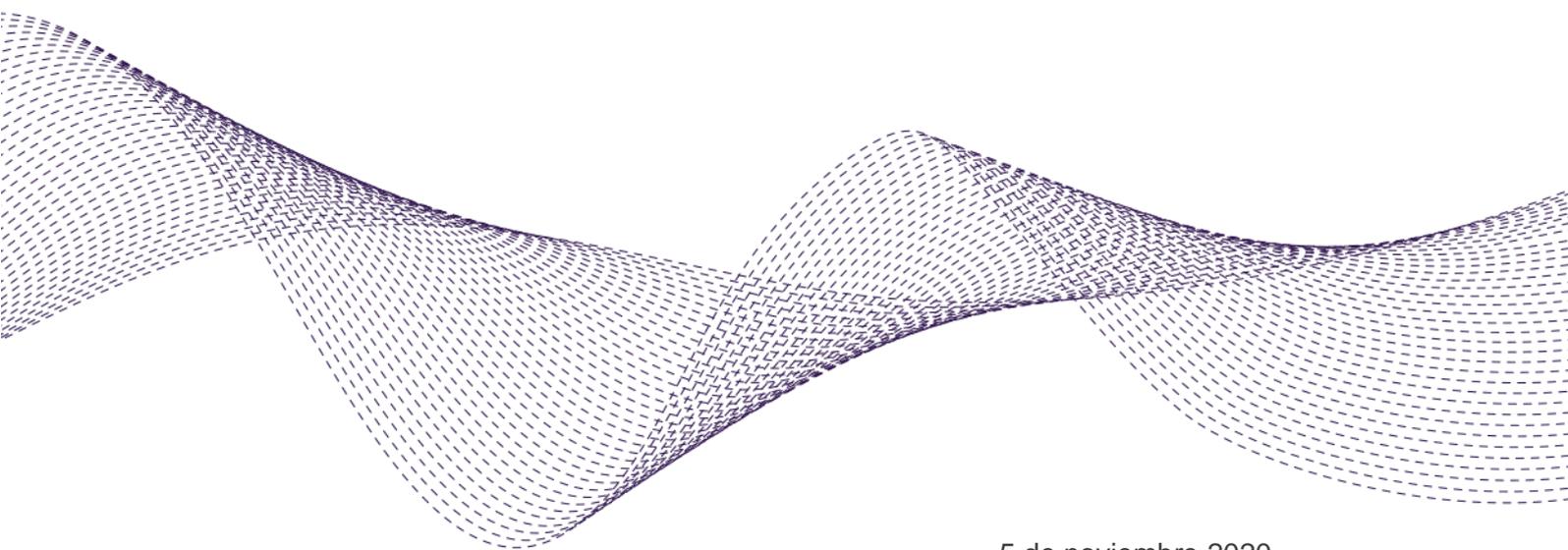


Informe de Actividad

Año fiscal 2020

Resultados octubre-septiembre 2020



5 de noviembre 2020

Contenidos

Introducción	3
Principales magnitudes consolidadas FY20	5
Mercados y pedidos	6
Principales magnitudes del desempeño económico-financiero	10
Aerogeneradores	14
Servicios de Operación y Mantenimiento	16
Sostenibilidad	17
Perspectivas	19
Entorno económico	19
Perspectivas eólicas globales a largo plazo	20
Actualización trimestral de demanda a corto y medio plazo	22
Resumen de los principales eventos relacionados con la energía eólica en 4T 20 y FY20	23
Resumen de subastas	27
Plan de negocio FY21 - FY23	29
Marco financiero y guías FY21 - FY23	31
Conclusiones	34
Anexo	36
Estados Financieros Octubre 2019 - Septiembre 2020	36
Medidas Alternativas de Rendimiento	40
Glosario y definiciones para Medidas Alternativas de Rendimiento	57

Introducción

El ejercicio fiscal octubre 2019 - septiembre 2020 (FY20) ha sido un año de intensa actividad y de cambios organizacionales para Siemens Gamesa¹ con el nombramiento de Andreas Nauen como nuevo CEO de la compañía en junio, la presentación de un nuevo equipo directivo² en julio, y la preparación y comunicación al mercado del plan de negocio para los ejercicios fiscales 2021 (FY21) a 2023 (FY23) a finales de agosto. En el ámbito externo ha sido un año marcado por la pandemia del coronavirus (COVID-19) y la caída del mercado Onshore indio, ambos con un impacto imprevisto y material en el desempeño económico-financiero del Grupo. Este desempeño también se ha visto mermado por costes adicionales ligados a los retos en la ejecución de proyectos Onshore en Noruega y Suecia, proyectos que a la fecha de presentar este informe se han entregado a los clientes, y por las medidas de reestructuración y operativas tomadas en India.

El impacto de la COVID-19 se ha concentrado en el segundo trimestre (2T 20), con interrupciones en la cadena de suministro localizada en China, y el tercer trimestre (3T 20) del ejercicio, con cierres temporales de fábricas (España e India principalmente) y fronteras, con impacto en el tránsito de personas y mercancías. Durante el cuarto trimestre del ejercicio (4T 20) el impacto de la COVID-19 se ha reducido y concentrado en el retraso de la ejecución de proyectos Onshore, y a la fecha de elaboración de este informe tanto la cadena de suministro como la actividad de fabricación operan en condiciones de normalidad. Sin embargo, y ante la incertidumbre sobre la evolución de la pandemia, la compañía mantiene las medidas puestas en marcha en FY20, definidas por el grupo de trabajo de gestión global de la crisis, para garantizar tanto la seguridad de los empleados como la continuidad del negocio, atendiendo las necesidades de los clientes: estrictos protocolos de seguridad y salud en oficinas, fábricas y parques, el trabajo desde casa para el personal de oficina, la gestión de inventarios para evitar cuellos de botella en aquellos componentes sujetos a riesgo y asegurar el cumplimiento de los términos en vigor de los contratos con clientes y proveedores, entre otras medidas.

En este entorno, las ventas del Grupo en FY20 descienden un 7% a/a, hasta 9.483 M€³ y el EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración se sitúa en -233 M€, equivalente a un margen sobre ventas de un -2,5%, incluyendo un impacto acumulado de la pandemia de 181 M€. El desempeño del ejercicio se sitúa por tanto en línea con las guías comunicadas a mercado el 30 de julio. En este sentido, y como ya preveía la compañía, a pesar del desempeño positivo del cuarto trimestre del ejercicio, no se han podido compensar las pérdidas acumuladas durante los primeros nueve meses del año (9M 20). Las ventas de 4T 20 decrecen un 2,6% a/a hasta los 2.868 M€, y el EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración se sitúa en 31 M€, equivalente a un margen sobre ventas de un 1,1%, incluyendo un impacto directo negativo de la COVID-19 de 31 M€. Es importante destacar el fuerte desempeño en Servicios a pesar del impacto de la pandemia.

Los gastos de integración y reestructuración ascienden a 462 M€ durante el ejercicio (110 M€ en 4T 20), e incluyen junto a los gastos previstos a comienzo del ejercicio, gastos derivados de la puesta en marcha de un amplio ejercicio de reestructuración en India, ante el fuerte ajuste en las previsiones de demanda en el corto y medio plazo, y los costes de integración y reestructuración correspondientes a la adquisición de los activos de Senvion, ninguno de los cuales estaba previsto al comienzo del ejercicio. Incluyendo los gastos de integración y reestructuración y el impacto del PPA en la amortización de los activos intangibles (262 M€ en FY20 y 59 M€ en 4T 20) el EBIT reportado en FY20 asciende a -958 M€ (-139 M€ en 4T 20) y el beneficio neto asciende a -918 M€ (-113 M€ en 4T 20).

A nivel de balance, Siemens Gamesa termina el ejercicio con una posición de deuda neta de 49 M€, 328 M€ por debajo de la posición de caja neta de apertura del año⁴. La posición de deuda refleja el impacto de las pérdidas

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).

²Junto a Andreas Nauen como CEO de Siemens Gamesa, el equipo directivo se compone de Beatriz Puente como CFO, Lars Bondo Krogsgaard como CEO de Onshore, Pierre Bauer como CEO de Offshore (en funciones), Juan Gutierrez como CEO de Servicios, Christoph Wollny como COO y Jürgen Bartl como Secretario General.

³Las ventas del Grupo a moneda constante ascienden a 9.657 M€. El impacto del promedio ponderado de la depreciación anual de las monedas en las que opera el grupo asciende a 174 M€ en FY20. Las ventas reportadas ascienden a 9.483 M€.

⁴El 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 período comparativo. Como consecuencia de lo anterior, se ha modificado el balance de inicio a 1 de octubre de 2019. Los principales impactos

netas en la generación de caja, parcialmente compensado por el impacto positivo procedente de la evolución del capital circulante que cierra el ejercicio con un valor negativo de 1.976 M€, equivalente a un -21% sobre las ventas de los últimos doce meses. Por otra parte, a 30 de septiembre de 2020, Siemens Gamesa cuenta con cerca de 4.200 M€ en líneas de financiación autorizadas, de las cuales se han dispuesto c. 1.100 M€.

En lo que respecta a la actividad comercial, Siemens Gamesa continúa alcanzando récords, a pesar del impacto que la pandemia ha tenido en el mercado Onshore, prueba de la resiliencia del negocio. El Grupo cierra FY20 con un libro de pedidos de 30.248 M€, 4.742 M€ por encima de la cartera a septiembre de 2019. Un 79% de la cartera pertenece a actividades con un desempeño en línea con la visión a largo plazo del Grupo y una mayor duración: Offshore (28%) y Servicios (50%), aumentando la visibilidad del Grupo sobre el desempeño a futuro. El valor de la cartera de pedidos a 30 de septiembre de 2020 se ha visto reducido alrededor de un 4% por depreciación de monedas.

La firma de pedidos durante FY20 alcanza un importe de 14.736 M€, equivalente a una ratio de *Book-to-Bill* de 1,6 veces las ventas del año, y un récord en la historia de la compañía, gracias al fuerte desempeño de Offshore y Servicios que compensan la menor entrada de pedidos Onshore, impactada por la pandemia y, sobre todo, por la ralentización del mercado indio. La entrada de pedidos en 4T 20 asciende a 2.564 M€ y refleja la volatilidad estándar del mercado Offshore, que tras una fuerte entrada de pedidos en 9M 20 no añade prácticamente nuevos pedidos en el trimestre, y la recuperación de la actividad comercial en el mercado Onshore. Esta recuperación se traduce en la firma de 2,7 GW en 4T 20 compensando la actividad perdida en el 3T 20 y permitiendo alcanzar un volumen total de contratos Onshore en FY20 de 8,1 GW. Este volumen anual está en línea con las expectativas de la compañía de alcanzar un promedio de 2 GW por trimestre. Las plataformas Onshore de más de 4 MW continúan ganando peso con un 45% de la entrada de pedidos Onshore en el año. En Offshore la presentación de la nueva turbina SG 14-222 DD durante 3T 20 ha tenido una gran aceptación por parte de los clientes, con 4,3 GW en acuerdos preferentes de suministro y contratos condicionales ya firmados.

Es importante destacar que, a pesar del impacto de la pandemia, el mercado energético continúa su transición hacia un modelo asequible, fiable y sostenible, en el que las energías renovables juegan un papel fundamental gracias a su creciente competitividad, y que cualquier impacto negativo en el volumen previsto de instalaciones eólicas en 2020 no solo se recuperará en los próximos años, sino que se superará. Prueba de ello es que las perspectivas de demanda a largo plazo del sector se han mejorado durante los últimos doce meses, empujadas por el papel que las energías renovables van a desempeñar no solo en la reactivación económica sino en el desarrollo de un modelo socioeconómico sostenible, que durante la pandemia se ha mostrado que es cada vez más necesario. Asimismo, hay un número creciente de países y compañías comprometidas con un objetivo de cero emisiones netas en 2050. Alcanzar este objetivo a nivel global requeriría elevar el nivel de instalaciones eólicas anuales hasta 280 GW en 2030 según el último informe de la Agencia Internacional de la Energía (octubre 2020). Adicionalmente, el aumento del consumo de energía renovable desde el inicio de la pandemia, en un entorno de fuerte caída de la demanda eléctrica, no solo ha demostrado la resiliencia del sector, sino que ha servido para demostrar la capacidad de los sistemas eléctricos actuales para incorporar niveles crecientes de fuentes renovables a la red.

Dentro de la necesidad de desarrollar modelos socioeconómicos sostenibles, Siemens Gamesa ha acelerado su compromiso con los criterios medioambientales, sociales y de gobernanza (ESG por sus siglas en inglés) en FY20. Durante este ejercicio, la compañía:

- Ha alcanzado la neutralidad de carbono, anticipándose al compromiso de lograrlo en 2025.
- Ha llegado a un consumo eléctrico 100% renovable.
- Ha introducido criterios de sostenibilidad en toda su estrategia de financiación, desde el préstamo sindicado hasta las líneas de avales y la cobertura de moneda.

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 M€, una disminución en los pagos anticipados registrados en los epígrafes "Otros activos no corrientes" y "Otros activos corrientes", por un importe de 85 M€ y 10 M€, respectivamente, y el correspondiente incremento de los pasivos corrientes y no corrientes (componentes de la Deuda Financiera Neta) por importe de 583 M€. Ver nota 2.D.3 en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio fiscal 2019. A 30 de septiembre de 2020 el importe de los pasivos por arrendamiento asciende a 611 M€: 115 M€ a corto plazo y 496 M€ a largo plazo.

- Ha recibido el certificado de AENOR de que dispone de un Sistema de Cumplimiento Tributario conforme con la norma UNE 19602:2019.
- Ha puesto en marcha un grupo de gestión global de la pandemia entre cuyas tareas se encuentra la definición y puesta en marcha de estrictos protocolos de seguridad y salud en oficinas, fábricas y parques, incluyendo estrategias de testeo, trazabilidad y cuarentena, todo ello con el propósito de proteger a empleados, clientes, suministradores y a las comunidades en las que opera.

Estas acciones han sido reconocidas tanto por las agencias de rating de ESG como por los índices. MSCI ha subido la calificación sostenible del Grupo dos escalones, hasta A, Vigeo-Eiris⁵ ha situado a la compañía en el primer puesto de 25 en el sector de Componentes y Equipos Eléctricos por su rendimiento ESG y SGRE ha entrado en el índice de igualdad de género de Bloomberg (*Bloomberg Gender Equality Index*) que mide el desempeño financiero de las empresas cotizadas comprometidas a apoyar la igualdad de género. Durante 4T 20, FTSE Russell⁶ y Sustainalytics⁷ han completado la evaluación del perfil ESG de Siemens Gamesa. De acuerdo a FTSE Russell, SGRE destaca dentro del sector con una calificación general de 4,5 / 5 y está en el percentil 100 dentro del supersector de Petróleo y Gas, siendo extremadamente prominente dentro del subsector de Equipos de Energía Renovable. De acuerdo a Sustainalytics, la compañía tiene un perfil de riesgo ESG bajo y alcanza el puesto 3 de 166 compañías en la industria de Equipos Eléctricos.

Principales magnitudes consolidadas FY20

- Ventas: 9.483 M€ (-7% a/a)
- EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración⁸: -233 M€ (N.A.)
- Beneficio neto: -918 M€ (N.A.)
- Caja (deuda) financiera neta (DFN)⁹: -49 M€
- MWe vendidos: 9.968 MWe (+5% a/a)
- Cartera de pedidos: 30.248 M€ (+19% a/a)
- Entrada de pedidos en firme en 4T: 2.564 M€ (-17% a/a)
- Entrada de pedidos en firme últimos doce meses: 14.736 M€ (+16% a/a)
- Entrada de pedidos AEG en 4T: 2.713 MW (-16% a/a)
- Entrada de pedidos en firme en AEG en los últimos 12 meses: 12.260 MW (+7% a/a)
- Flota instalada: 107.502 MW
- Flota en mantenimiento: 74.240 MW

⁵Vigeo Eiris es una agencia de calificación e investigación que evalúa la integración de los factores ESG (ambientales, sociales y de gobernanza) en las estrategias, operaciones y gestión de las organizaciones, con un enfoque en la promoción del desempeño económico, la inversión responsable y la creación sostenible de valor.

⁶FTSE Russell es proveedor global de comparativas, análisis y soluciones de datos, propiedad de la Bolsa de Londres.

⁷Sustainalytics es una empresa del grupo Morningstar que califica la sostenibilidad de las empresas cotizadas en función de su desempeño ambiental, social y de gobierno corporativo.

⁸El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración excluye el impacto de costes de integración y reestructuración por importe de 462 M€ y el impacto de la amortización del valor razonable del inmovilizado inmaterial procedente del PPA (Purchase Price Allocation) por importe de 262 M€.

⁹Caja/(Deuda) financiera neta se define como las partidas de caja y equivalentes menos deuda financiera a largo plazo y a corto plazo. El Grupo Siemens Gamesa ha adoptado la NIIF 16 a partir del 1 de octubre de 2019 mediante el método retrospectivo sin reexpresar las cifras del periodo comparativo. Como consecuencia de lo anterior, se ha modificado el balance de inicio a 1 de octubre de 2019. Los principales impactos por la primera aplicación de NIIF 16 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. A 30 de septiembre de 2020 el importe de los pasivos por arrendamiento asciende a 611 M€: 115 M€ a corto plazo y 496 M€ a largo plazo.

Mercados y pedidos

A pesar del impacto de la pandemia, la solidez de la actividad comercial continúa siendo una característica del desempeño de la compañía. Durante los últimos doce meses, Siemens Gamesa ha firmado pedidos por un importe total de 14.736 M€ (+16% a/a) terminando septiembre de 2020 con una cartera de pedidos de 30.248 M€¹⁰ (+19% a/a). El crecimiento de la cartera de pedidos equivale a 4.742 M€ frente a la cartera a cierre del ejercicio fiscal 2019 (FY19). El valor de la cartera refleja la integración de la cartera de los activos de Servicios adquiridos a Servion en enero 2020 por un importe de c. 1.500 M€. La entrada de pedidos anual representa 1,6 veces las ventas del ejercicio.

Al final de 4T 20 el 50% del libro de pedidos, 15.138 M€, corresponde a la actividad de Servicios, con niveles de rentabilidad superiores y que crece un 27% año a año. El libro de pedidos de la actividad de Aerogeneradores se divide en 8.614 M€ de pedidos Offshore (+32% a/a) y 6.496 M€ de pedidos Onshore (-8% a/a).

Ilustración 1: Cartera de pedidos a 30.09.20 (M€)

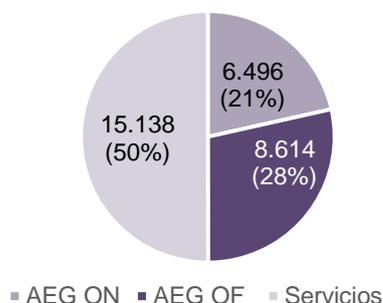
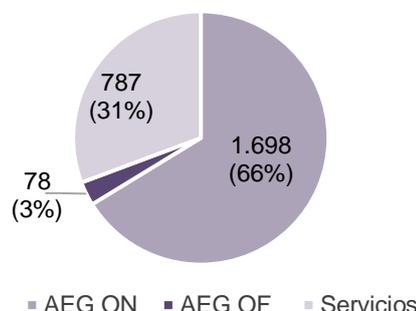


Ilustración 2: Entrada de pedidos 4T 20 (M€)



Durante 4T 20 la entrada de pedidos del Grupo alcanza un valor de 2.564 M€, y refleja la recuperación de la actividad comercial en Onshore, después de la debilidad del segundo y tercer trimestre del ejercicio, y la volatilidad estándar de la actividad de Offshore, prácticamente sin pedidos en el trimestre tras una fuerte actividad comercial en los primeros nueve meses de FY20.

La actividad comercial Onshore, con 2.713 MW en pedidos en firme en 4T 20, 2,3 veces el volumen de contratos firmado en 3T 20, muestra la recuperación de la actividad comercial, tras dos trimestres impactados por la pandemia. La caída anual, -14% con respecto al cuarto trimestre de 2019 (4T 19), refleja también la continua debilidad del mercado Onshore indio, con 473 MW en pedidos en firme frente a 1.188 MW en 4T 19. El importe de pedidos firmados en el trimestre asciende a 1.698 M€, un descenso de un 24% frente al mismo trimestre de FY19. El volumen de contratación de los últimos doce meses alcanza los 8.121 MW, un 13% inferior a la entrada de pedidos en FY19. Esta reducción se produce por el impacto de la pandemia, que retrasa la firma de pedidos en ciertos mercados, y la ya mencionada debilidad del mercado indio, y refleja una comparativa difícil con un FY19 de actividad comercial récord. A pesar de esta caída la entrada de pedidos en FY20 alcanza un importe de 5.531 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 4T 20 asciende a 1,1 veces las ventas del periodo.

¹⁰La devaluación de las monedas ha tenido un impacto negativo de c. 1.391 M€ en el valor de la cartera. Excluyendo el impacto moneda, la cartera hubiera crecido un 24% a/a hasta un valor de c. 31.639 M€.

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

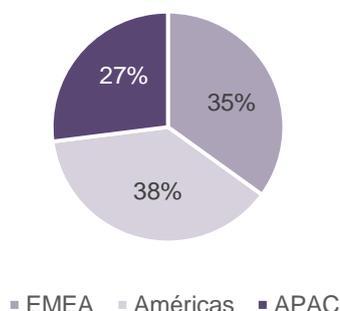
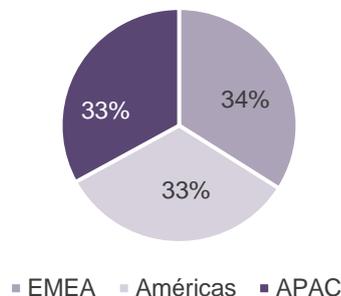


Ilustración 4: Entrada de pedidos (M€) AEG ON
4T 20 (%)



Dentro de los 45 países que han contribuido a la entrada de pedidos (M€) en Onshore en los últimos doce meses, EE.UU., Brasil y España e India son los mercados más importantes para la compañía, con una contribución al total de pedidos de un 18%, un 9% y un 8% (tanto España como India) respectivamente. Le siguen Polonia y Vietnam con un 6% cada uno y Suecia con un 5%. En 4T 20, EE.UU. con un 35%, India con un 16%, y Marruecos con un 12%, son los principales contribuyentes a la entrada de pedidos, seguidos por Pakistán y Vietnam con un 7% cada uno. Es destacable la mayor diversificación comercial de la compañía en APAC, con el fortalecimiento del posicionamiento en Vietnam y Pakistán durante FY20.

Durante FY20 el 45% de los pedidos recibidos pertenecen a plataformas con potencia superior o igual a 4 MW (c. 20 p.p. por encima de la contribución en FY19) dentro de los que se encuentran pedidos para la plataforma Onshore 5.X con un volumen de pedidos total de 755 MW. En el mes de octubre de 2020, Siemens Gamesa ha añadido un nuevo contrato, el mayor hasta la fecha, a la plataforma SG 5.X: 372 MW en el parque de Bjönberget en Suecia. Con la firma de este contrato el Grupo supera un 1 GW en contratos firmados tras el lanzamiento de la plataforma.

Tabla 1: Entrada de pedidos AEG ON (MW)

<i>Entrada de pedidos AEG ON (MW)</i>	FY20	4T 20
Américas	3.109	913
EE.UU.	1.454	913
Brasil	804	0
Chile	330	0
México	122	0
EMEA	2.514	766
España	592	31
Marruecos	301	301
Suecia	459	107
APAC	2.498	1.035
India	628	473
China	634	130
Pakistán	431	273
Vietnam	453	90
Total (MW)	8.121	2.713

Offshore alcanza en FY20 una cifra récord de entrada de pedidos, con 4.139 MW en FY20, dos veces superior al volumen firmado en FY19 (2.076 MW). Como es habitual en este mercado, la entrada de pedidos está sujeta a una alta volatilidad, y en FY20 la firma de contratos se ha concentrado en el primer y tercer trimestre. Dentro de los pedidos firmados durante FY20 cabe destacar el suministro para los parques HKZ I, II, III y IV con un volumen total de 1.540 MW -140 unidades del aerogenerador marino SG 11.0-200 DD- y que constituirán, cuando sean

construidos, los primeros parques eólicos marinos en el mundo sin subsidio. El importe de los contratos firmados en FY20 asciende a 5.053 M€, +63% a/a, equivalente a un 1,8 veces las ventas del periodo.

Junto a la entrada de pedidos en firme, la actividad comercial de la compañía ha resultado también en un aumento considerable en la cartera de pedidos condicionales, que termina FY20 con 9,3 GW, tras firmar 5,6 GW en pedidos condicionales y convertir 4,1 GW en contratos en firme. Dentro de los contratos condicionales firmados durante FY20 cabe destacar los contratos correspondientes al nuevo aerogenerador marino SG 14-222 DD por un volumen total de 4,3 GW, reflejo del liderazgo tecnológico de Siemens Gamesa en el mercado Offshore: EE.UU. (2,6 GW con Dominion Energy), Reino Unido (1,4 GW con Innogy) y Taiwán (300 MW con Hai Long Offshore Wind). También hay que destacar el fuerte desempeño de la compañía en los nuevos mercados con 4,4 GW en EE.UU., 2,5 MW en Francia y 2,2 MW en Taiwán y Japón entre contratos en firme y contratos de suministro preferente.

Por último, cabe destacar el fuerte desempeño de la actividad comercial de Servicios, con un volumen de contratación de 4.152 M€ en FY20, un 53% superior al volumen de pedidos firmados en FY19 y equivalente a 2,3 veces las ventas del año. Dentro de la intensa actividad comercial en Servicios cabe destacar los contratos firmados en el mercado Offshore en Francia, Taiwán, Países Bajos o Escocia, y la contribución de contratos de tecnología Senvión fuera del perímetro de la adquisición por un volumen total de 1.155 MW, incluyendo un contrato para mantener durante un mínimo de cinco años y hasta quince años el parque Offshore Trianel Windpark Borkum II, con una capacidad de 200 MW.

Tabla 2: Entrada de Pedidos (M€)

	1T 19	2T 19	3T 19	4T 19	FY19	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	FY20
AEG	2.195	1.717	3.735	2.386	10.034	3.158	1.424	4.227	1.776	10.584
Onshore	1.799	1.200	1.695	2.240	6.934	1.611	1.350	872	1.698	5.531
Offshore	396	517	2.040	146	3.100	1.547	74	3.355	78	5.053
Servicios	346	749	931	690	2.715	1.470	779	1.115	787	4.152
Grupo	2.541	2.466	4.666	3.076	12.749	4.628	2.203	5.342	2.564	14.736

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

Esta reducción en los precios que se hizo especialmente visible tras la puesta en marcha de las primeras subastas en México, India, o España durante 2016 y 2017, se ha ido estabilizando desde comienzos del ejercicio fiscal 2018 y ha continuado haciéndolo en FY19 y en FY20.

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

Sin embargo, y como se ha explicado en trimestres anteriores, el precio medio de venta¹¹ está influenciado por factores adicionales al precio del aerogenerador como son el país, el alcance del contrato o el mix de máquina, y cuya evolución no está directamente alineada con la rentabilidad. Durante FY20 los principales elementos de presión en el precio medio de venta han sido la dilución provocada por la incorporación de máquinas de más potencia y un menor alcance de los contratos. En 4T 20 la reducción del ASP se produce, junto a los factores anteriores, por un impacto negativo de la moneda.

¹¹El cálculo del precio medio de venta excluye los pedidos solares.

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

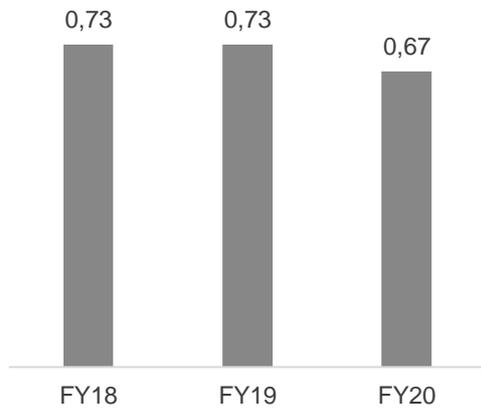
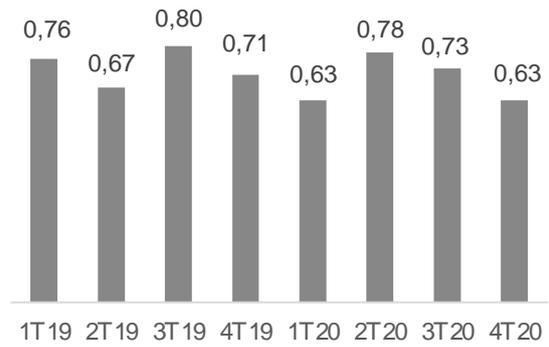


Ilustración 6: Precio medio de venta – entrada de pedidos Onshore (M€/MW)



Principales magnitudes del desempeño económico-financiero

En la siguiente tabla se recogen las principales magnitudes económico-financieras de FY20 y FY19 y del cuarto trimestre (julio - septiembre) de 2020 y 2019 así como las variaciones entre los periodos anuales y trimestrales.

Tabla 3: Principales magnitudes del desempeño económico-financiero

M€	FY19	FY20	Var. a/a	4T 19	4T 20	Var. a/a
Ventas del Grupo	10.227	9.483	-7,3%	2.944	2.868	-2,6%
AEG	8.733	7.715	-11,7%	2.527	2.325	-8,0%
Servicios	1.493	1.768	18,4%	417	543	30,3%
Volumen AEG (MWe)	9.492	9.968	5,0%	2.585	3.226	24,8%
Onshore	6.936	7.704	11,1%	2.009	2.433	21,1%
Offshore	2.556	2.264	-11,4%	576	793	37,7%
EBIT pre PPA y antes de costes de I&R	725	-233	N.A.	250	31	-87,6%
Margen EBIT pre PPA y antes de costes de I&R	7,1%	-2,5%	-9,5 p.p.	8,5%	1,1%	-7,4 p.p.
Margen EBIT AEG pre PPA y antes de costes de I&R	4,4%	-8,2%	-12,6 p.p.	5,9%	-4,3%	-10,2 p.p.
Margen EBIT Servicios pre PPA y antes de costes de I&R	23,0%	22,7%	-0,3 p.p.	24,1%	24,0%	-0,1 p.p.
Amortización de PPA ¹	266	262	-1,5%	67	59	-10,7%
Costes de integración y reestructuración	206	462	2,2x	116	110	-5,5%
EBIT reportado	253	-958	N.A.	67	-139	N.A.
Beneficio neto atribuible a los accionistas de SGRE	140	-918	N.A.	52	-113	N.A.
Beneficio neto por acción de los accionistas ²	0,21	-1,35	N.A.	0,08	-0,17	N.A.
CAPEX	498	601	104	181	249	68
CAPEX/ventas (%)	4,9%	6,3%	1,5 p.p.	6,2%	8,7%	2,5 p.p.
Capital circulante	-833	-1.976	-1.143	-833	-1.976	-1.143
Capital circulante/ventas LTM (%)	-8,1%	-20,8%	-12,7 p.p.	-8,1%	-20,8%	-12,7 p.p.
(Deuda)/Caja neta ³	863	-49	-912	863	-49	-912
(Deuda) neta/EBITDA LTM	0,96	N.A.	N.A.	0,96	N.A.	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: 4T 19: 679.504.347; 4T 20: 679.517.513; FY19: 679.490.974; FY20: 679.517.035.

3. La introducción de la NIIF 16 en FY20 afecta la posición de apertura de la caja (deuda) neta, reduciéndola de 863 M€ a 280 M€. La variación de la posición de caja (deuda) neta en el ejercicio con criterios comparables asciende a 301 M€: caja neta a 30 de septiembre de 2019 (863 M€); pasivos por arrendamiento a 30 de septiembre de 2020 (611 M€); deuda neta a septiembre de 2020 (49 M€).

El desempeño económico financiero del Grupo durante FY20 refleja principalmente:

- El impacto de la pandemia, que, afecta fundamentalmente a la actividad Onshore.
- Costes adicionales derivados de los retos en la ejecución de la cartera Onshore en el norte de Europa, que se ve impactada también y de forma indirecta por la pandemia.
- El impacto de la volatilidad y la ralentización del mercado Onshore en India, acentuado también por la pandemia, que en el país ha conllevado una de las suspensiones más largas de la actividad económica.

El impacto económico de la pandemia en los resultados del Grupo se produce principalmente por i) el retraso en la ejecución de proyectos Onshore, que se traslada en algunos casos al ejercicio fiscal 2021, tanto por el retraso en la actividad comercial, como por las interrupciones en la cadena de suministro y el cierre temporal de las fábricas en India y España (en un número muy limitado de casos, los retrasos en la ejecución han producido penalizaciones

por parte de clientes); ii) el coste de sub-actividad; iii) el aumento de costes por prolongación de proyectos y mayores costes de transporte y iv) el aumento del precio de ciertas materias primas como la madera de balsa por las disrupciones en el suministro. El impacto comienza en el segundo trimestre, alcanza su pico en el tercero y disminuye de forma considerable en el cuarto trimestre de FY20. En el cuarto trimestre tanto la cadena de suministro como la actividad de fabricación funciona con normalidad.

En este entorno las ventas del Grupo en FY20 han ascendido a 9.483 M€, un 7% por debajo de las ventas alcanzadas en FY19¹². La reducción de las ventas refleja por un lado el impacto de la pandemia en la ejecución de proyectos y la menor demanda en India, ambos no previstos a comienzo del ejercicio, la disminución esperada de las ventas Offshore y, con impacto positivo, la integración de los activos de Servicios adquiridos a Servion. El impacto de la COVID-19 en la línea de ventas del Grupo por menor actividad comercial y retrasos en la ejecución de proyectos ha ascendido a c. 1.000 M€. Las ventas de 4T 20 han ascendido a 2.868 M€, un 3% por debajo de las ventas alcanzadas en 4T 19¹³.

El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de FY20 alcanza -233 M€, equivalente a una reducción del margen sobre ventas de 9,5 puntos porcentuales año a año, hasta un -2,5%. El impacto procedente de la COVID-19 ha sustraído 1,9 puntos porcentuales del margen del ejercicio. En 4T 20 el EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración alcanza 31 M€ equivalente a un margen sobre ventas de un 1,1%, 7.4 p.p. menos que en el mismo trimestre de FY19. El impacto procedente de la COVID-19 ha sustraído 1,1 puntos porcentuales del margen de 4T 20.

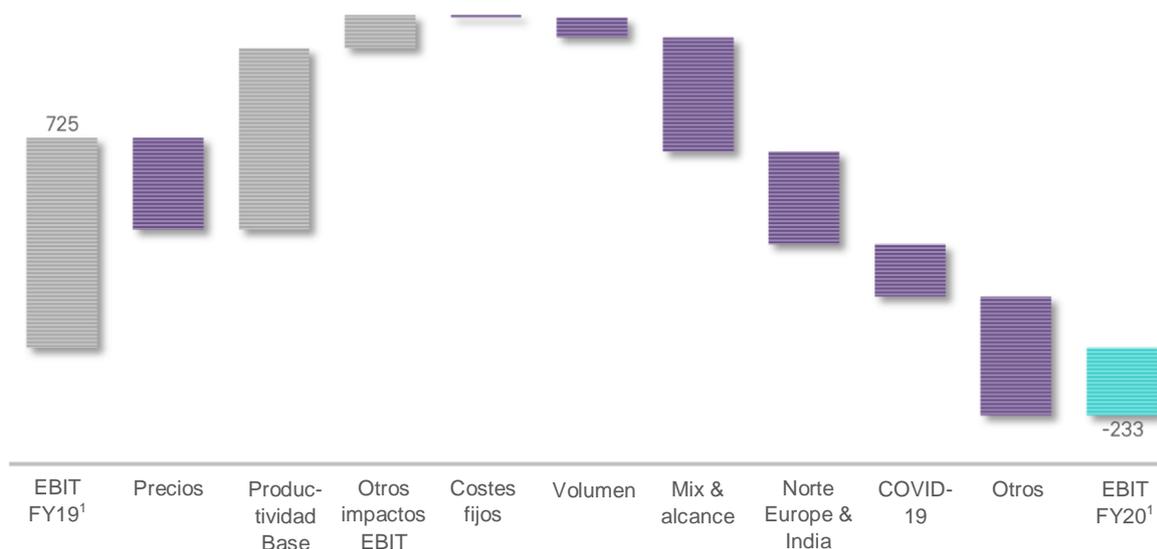
La evolución del EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración del Grupo en FY20 refleja el impacto de los siguientes factores:

- (-) La reducción de precios incorporada en el libro de pedidos (Onshore, Offshore y Servicios) al comienzo del ejercicio.
- (+) Las mejoras de productividad y costes fijos procedentes del programa L3AD2020 que compensan la reducción de precios.
- (-) El mix de proyectos del Grupo.
- (-) El menor volumen de ventas Offshore.

¹²A moneda constante las ventas ascienden a 9.657 M€. El impacto del promedio ponderado de la depreciación anual de las monedas en las que opera el grupo asciende a 174 M€ en FY20.

¹³A moneda constante las ventas de 4T 20 asciende a 3.011 M€. El impacto del promedio ponderado de la depreciación anual de las monedas en las que opera el grupo asciende a 144 M€ en 4T 20.

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).

Es importante destacar que, al concluir el plan de negocio FY18 - FY20, las sinergias y mejoras de productividad procedentes del programa de transformación de L3AD2020, han superado el objetivo de 2.000 M€ fijado por la compañía en 2018.

Adicionalmente a los 4 factores anteriormente mencionados, cuyo impacto durante FY20 está alineado con las previsiones de la compañía, la variación anual se ha visto impactada por la continua ralentización del mercado indio y los costes adicionales en la ejecución de proyectos en el norte de Europa, y por la pandemia COVID-19 que además ha acentuado los factores anteriores. En relación con los costes asociados a India y el norte de Europa, Siemens Gamesa ha reconocido como parte del EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración en FY20 partidas por un importe de 95 M€ y 183 M€ correspondientes a desviaciones en el coste de proyectos, todos ellos incurridos en los 9 primeros meses de FY20 y sin efecto en 4T 20.

El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de 4T 20 recoge un impacto negativo de 69 M€ correspondiente al reconocimiento de un menor grado de avance en la ejecución de proyectos y a provisiones (estas por importe de c. 31 M€), ambos asociados a acciones preventivas y de mejora de la multiplicadora de la SG 4.X. Este impacto se recoge parcialmente en la categoría de "Otros" en el gráfico anterior (Ilustración 7). En esta categoría se incluyen también el efecto negativo de moneda extranjera en FY20, especialmente en 4T y el impacto positivo del mejor desempeño de la flota y de las mejoras de producto en las provisiones ordinarias en FY19 (sin impacto en FY20).

El impacto del PPA en la amortización de intangibles se sitúa en 262 M€ en FY20 (59 M€ en 4T 20) y los costes de integración y reestructuración (I&R) en 462 M€ en el mismo periodo (110 M€ en 4T 20).

Dentro de los costes de I&R, hay que destacar los siguientes conceptos:

- Reestructuración de las operaciones en India para ajustar la capacidad a la menor demanda que se espera durante la primera mitad de la década.
- Reestructuración de capacidad en EMEA con el cierre de la fábrica de Aoiz y el cese de la fabricación de palas Onshore en Aalborg.
- Junto a los costes de integración asociados a *IT*, costes de integración y reestructuración asociados a la adquisición de los activos de Servicios de Servion y a la planta de palas en Vagos.

En FY20 los gastos de reestructuración relacionados con el deterioro del mercado Indio ascienden a 219 M€ incluyen un deterioro de los activos intangibles por 82 M€, una reducción de inventarios por 126 M€, incluyendo *landbank*, y un deterioro de activos fijos tangibles (PPE) por 11 M€. De este importe 24 M€ se han contabilizado en 4T 20. Aunque las perspectivas de demanda a corto y medio plazo en India han disminuido, las perspectivas a largo plazo continúan intactas, incluso han mejorado recientemente hasta un promedio anual de instalaciones de 8 GW en la segunda mitad de la década. Estas perspectivas a largo plazo apoyan el compromiso de la compañía con el mercado Indio.

Los gastos financieros netos han ascendido a 59 M€ en FY20 (15 M€ en 4T 20). Las pérdidas generadas en el año dan lugar a un ingreso por impuesto de sociedades de 100 M€ (40 M€ en 4T 20).

Como resultado, el Grupo termina con un beneficio neto negativo, 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 519 M€ en FY20, y que asciende a 918 M€ (-113 M€ en 4T 20) frente a un beneficio neto de 140 M€ generado en FY19 (52 M€ en 4T 19). La pérdida neta por acción para los accionistas de Siemens Gamesa asciende a 1,35 € (0,17 € en 4T 20).

Las políticas de capital circulante puestas en marcha en FY19 y la fortaleza de la actividad comercial, han permitido mejorar el circulante a pesar del impacto de la pandemia en la ejecución de proyectos y en la necesidad de mantener inventarios de componentes críticos para asegurar la continuidad del negocio. A 30 de septiembre de 2020, el capital circulante asciende a -1.976 M€, equivalente a -20,8% sobre las ventas de los últimos doce meses, una mejora de 1.143 M€ o 12,7 p.p. sobre las ventas, con respecto al capital circulante en FY19.

Tabla 4: Capital circulante (M€)

Capital circulante (M€)	1T 19 ¹	2T 19	3T 19	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	Var. a/a
Cuentas a cobrar	1.135	1.171	1.460	1.308	1.108	1.073	1.211	1.141	-167
Existencias	1.925	2.006	2.044	1.864	2.071	2.115	2.064	1.820	-44
Activos por contrato	2.033	1.771	1.952	2.056	1.801	1.808	1.715	1.538	-518
Otros activos corrientes	417	464	651	461 ²	578	466	584	398	-63
Cuentas a pagar	-2.557	-2.505	-2.733	-2.886	-2.471	-2.544	-2.781	-2.964	-79
Pasivos por contrato	-2.340	-1.991	-2.267	-2.840	-3.193	-3.101	-3.362	-3.148	-308
Otros pasivos corrientes	-641	-706	-869	-798	-833	-682	-929	-761	36
Capital circulante	-27	211	238	-833	-939	-865	-1.498	-1.976	-1.143²
Var. t/t	515	238	28	-1.071	-106 ²	74	-633	-477	
Capital circulante/Ventas LTM	-0,3%	2,2%	2,4%	-8,1%	-9,4%	-8,8%	-15,7%	-20,8%	

1. A efectos comparables después de la aplicación de NIIF 9, afectando al balance de apertura del primer trimestre de FY19: la tabla anterior refleja una disminución en el epígrafe "Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar" de 3 M€ y una disminución en el epígrafe "Activos por contrato" de 3 M€, con el correspondiente efecto en el patrimonio del Grupo que disminuye en 4,6 M€ (incluyendo el efecto fiscal).
2. La aplicación de la NIIF 16 modifica el saldo de apertura de la cuenta "Otros activos corrientes" en 10 M€: de 461 M€ a cierre del año fiscal 2019 a 451 M€ a apertura del ejercicio fiscal 2020. El capital circulante a apertura de 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€ y durante FY20 a 1.132 M€.

El CAPEX de FY20 se sitúa en 601 M€, en línea con los objetivos anuales comunicados en noviembre de 2019. La inversión se ha concentrado en el desarrollo de nuevos servicios, de las plataformas 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 introducción de la NIIF 16 en FY20¹⁴ aumenta la deuda financiera bruta de la compañía en 583 M€ (ver nota 2.D.3 en las cuentas consolidadas del Grupo para el ejercicio FY19). Como resultado, la posición de caja neta a

¹⁴El 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

30 de septiembre de 2019 de 863 M€ pasa a una posición de caja neta de apertura de FY20 (1 de octubre de 2019) de 280 M€. Teniendo en cuenta el impacto del cambio contable, la posición de caja neta se reduce en c. 301 M€¹⁵, hasta una cifra de deuda neta de 49 M€ a final del ejercicio. Esta reducción se produce después de completar pagos relacionados con la adquisición de los activos de Servicios y fabricación de Servion en 2T 20 y 3T 20 por un importe neto total de 177 M€ y de salidas de caja relativas a Adwen por importe de 140 M€.

Durante el primer trimestre de FY20 Siemens Gamesa reforzó su financiación extendiendo el plazo de vencimiento de su financiación sindicada hasta diciembre de 2024, para el tramo de 2.000 M€, y hasta diciembre de 2022 para el tramo de 500 M€, y consiguiendo condiciones más flexibles gracias a su calificación crediticia de *investment grade*. Esta extensión ha permitido a la compañía afrontar el impacto y la incertidumbre ligada a la pandemia con una posición de liquidez fuerte de c. 4.700 M€ entre líneas de financiación disponibles y caja. A septiembre de 2020, la compañía contaba con líneas de financiación totales por c. 4.200 M€, de las que ha dispuesto de c. 1.100 M€.

Aerogeneradores

Tabla 5: Aerogeneradores (M€)

M€	1T 19	2T 19	3T 19	4T 19	FY19	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	FY20	Var. a/a
Ventas	1.904	2.060	2.242	2.527	8.733	1.634	1.808	1.947	2.325	7.715	-11,7%
Onshore	1.103	1.243	1.229	1.650	5.225	1.116	1.149	1.143	1.499	4.907	-6,1%
Offshore	801	817	1.013	877	3.508	518	660	805	826	2.808	-20,0%
Volumen (MWe)	2.129	2.383	2.394	2.585	9.492	1.932	2.183	2.627	3.226	9.968	5,0%
Onshore	1.520	1.707	1.699	2.009	6.936	1.747	1.649	1.876	2.433	7.704	11,1%
Offshore	609	676	694	576	2.556	185	534	751	793	2.264	-11,4%
EBIT pre PPA y antes de costes I&R	51	106	76	149	382	-224	-54	-256	-99	-634	N.A.
Margen EBIT pre PPA y costes I&R	2,7%	5,1%	3,4%	5,9%	4,4%	-13,7%	-3,0%	-13,2%	-4,3%	-8,2%	-12,6 p.p.

Durante el ejercicio fiscal 2020 las ventas de la división de Aerogeneradores ascienden a 7.715 M€, un 12% por debajo de las ventas de FY19. En 4T 20, las ventas ascienden a 2.325 M€ una contracción de un 8% con respecto al cuarto trimestre de 2019.

La contracción de las ventas de Aerogeneradores en FY20 se produce principalmente por una reducción de las ventas Offshore (-20% a/a). Dicha reducción se produce por un menor ritmo de actividad de fabricación, -11% a/a, en línea con los proyectos planificados para el ejercicio, y una menor actividad de instalación, que se reduce un 38% a/a (desde 2.646 MW instalados en FY19 hasta 1.652 MW en FY20).

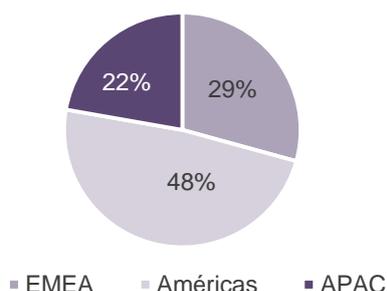
La reducción de las ventas Onshore en FY20 (-6% a/a) se produce principalmente por el mix geográfico, con una mayor contribución de Américas y APAC (71% en FY20 frente a un 51% en FY19 en MWe) con un alcance más reducido que EMEA, por menores precios y por el impacto negativo de moneda. El impacto de la pandemia en la ejecución de proyectos que se hace visible en el segundo y, especialmente, en el tercer trimestre, con un descenso significativo en la actividad de instalación, se recupera parcialmente en el cuarto trimestre como estaba previsto.

Durante FY20, EE.UU., China, India, Chile y Brasil son los mayores contribuyentes a las ventas de Onshore (en MWe), con un 30%, un 10%, un 9%, un 8% y un 7% de participación respectivamente.

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. El importe de los pasivos por arrendamiento a 30 de septiembre de 2020: 115 M€ a corto plazo y 496 M€ a largo plazo.

¹⁵Caja financiera neta a 30 de septiembre de 2019: 863 M€, aumento de la deuda por introducción de NIIF 16 en FY20, a 30 de septiembre de 2020: 611 M€, deuda neta a 30 de septiembre de 2020: 49 M€.

Ilustración 8: Volumen de ventas (MWe) AEG ON FY20 (%)



El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración desciende a -634 M€ en FY20, equivalente a un margen sobre ventas de -8,2%, 12,6 puntos porcentuales por debajo del margen EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de FY19. En 4T 20, el EBIT pre PPA y antes de costes de I&R desciende a -99 M€, equivalente a un margen EBIT de -4,3%, 10,2 puntos porcentuales por debajo del EBIT pre PPA y costes de I&R en 4T 19.

La rentabilidad de la división de Aerogeneradores refleja el impacto de los siguientes factores ya previstos, cuyo efecto ha estado totalmente en línea con las previsiones de la compañía:

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

Sin embargo, junto a estos factores, se han producido acontecimientos, algunos fuera del control de la compañía, cuyo impacto no ha podido compensarse en el plazo más inmediato:

- La pandemia ha retrasado la ejecución de proyectos y ha elevado los costes al ralentizar la cadena de suministro, la actividad de fabricación y la ejecución. También se han producido aumentos en el coste de ciertas materias primas y del transporte.
- Ralentización de mercados importantes para Siemens Gamesa como son la India y México, con impacto en la firma de contratos y en las ventas.
- Costes, superiores a los originalmente estimados, derivados de las dificultades encontradas en la ejecución de 1,1 GW en el norte de Europa, dificultades que se han visto acentuadas por el impacto de la pandemia en el movimiento de personal especialmente.

Como se indicó durante el tercer trimestre, la compañía ha lanzado medidas para recuperar la rentabilidad de las operaciones Onshore, medidas que se integran dentro del plan de negocio FY21 - FY23, entre ellas:

- Revisión completa del negocio en India, consolidando la capacidad al nuevo tamaño de demanda, reduciendo el perfil de riesgo al limitar la actividad de desarrollo y focalizando las operaciones en el sector eólico y cesando la actividad solar.
- Optimización adicional de la capacidad fabril en Onshore en función de necesidades de producto y competitividad.
- Lanzamiento del programa LEAP, presentado a mercado en agosto 2020, que continua el programa de L3AD2020, apoyándose en tres palancas, innovación, productividad y gestión de activos y excelencia operativa, con el objetivo, entre otros, de devolver Onshore a la rentabilidad.

- Nombramiento de nuevo CEO de la división Onshore, Lars Bondo Krogsgaard, que se incorporará en el mes de noviembre de 2020.

Servicios de Operación y Mantenimiento

Tabla 6: Operación y mantenimiento (M€)

M€	1T 19	2T 19	3T 19	4T 19	FY19	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	FY20	Var. a/a
Ventas	358	330	390	417	1.493	366	395	464	543	1.768	18,4%
EBIT pre PPA y costes I&R	87	73	83	100	343	88	87	96	130	401	16,9%
Margen EBIT pre PPA y costes I&R	24,3%	22,0%	21,3%	24,1%	23,0%	24,1%	21,9%	20,6%	24,0%	22,7%	-0,3 p.p.
Flota en mantenimiento (MW)	56.828	56.875	58.708	60.028	60.028	63.544	71.476	72.099	74.240	74.240	23,7%

En la actividad de Servicios, las ventas suben un 18% con respecto a FY19 hasta 1.768 M€. Este crecimiento está impulsado por la integración de los activos de Servicios adquiridos a Senvion en enero de 2020. El crecimiento de las ventas en 4T 20 asciende a un 30% a/a, y refleja también la integración de los activos de Senvion en 2T 20.

La flota bajo mantenimiento se sitúa en 74,2 GW, un 24% por encima de la flota bajo mantenimiento en FY19. La flota Offshore, con 12 GW bajo mantenimiento, crece un 7% a/a mientras que la flota de Onshore crece un 27% a/a hasta los 62,2 GW apoyado principalmente por la integración de la flota adquirida a Senvion. Es importante destacar el éxito de la unidad de Servicios con respecto a la operación y mantenimiento de la flota de Senvion que ha cerrado el ejercicio con ratios de disponibilidad similares a la flota de SGRE.

La tasa de renovación se sitúa por encima del 70% en FY20, en línea con la tasa en FY19. En 4T 20 la tasa de renovación se sitúa en un 75% (71% en 4T 19). La flota en mantenimiento de terceras tecnologías se sitúa en 11 GW¹⁶ a 30 de septiembre de 2020.

El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de Servicios asciende a 401 M€ en FY20, equivalente a un margen sobre ventas de un 22,7%, prácticamente estable a/a (23,0% en FY19).

El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración asciende a 130 M€ en 4T 20, equivalente a un margen EBIT de 24,0%, estable comparado con el mismo periodo del año anterior (24,1%).

¹⁶Flota en mantenimiento de terceras tecnologías se redefine 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 FY19 y FY20, y su variación anual.

Table 7: Principales magnitudes de sostenibilidad

	09.30.19	09.30.20 (*)	Var. a/a
Seguridad y salud laboral			
Ratio accidentes con baja (LTIFR) ¹	1,67	1,36	-18%
Ratio accidentes registrables (TRIR) ²	4,71	3,14	-33%
Medioambiente			
Emissiones directas CO ₂ (alcance 1) (kt) ³	26,4	26,0	-2%
Emissiones indirectas CO ₂ (alcance 2) (kt) ³	44,3	1,9	-96%
Energía primaria (directa) empleada (TJ)	455	472	4%
Energía secundaria (indirecta) empleada (TJ)	801	730	-9%
de la cual, Electricidad (TJ)	707	655	-7%
de origen renovable (TJ)	435	655	50%
de fuentes de combustión convencionales (TJ)	272	0,5	-100%
porcentaje de electricidad renovable (%)	62	99,9	61%
Consumo de agua de red (miles de m3)	450	454	1%
Residuos generados (kt)	59	68	15%
de los cuales, peligrosos (kt)	8	10	25%
de los cuales, no peligrosos (kt)	51	58	14%
Residuos reciclados (kt)	45	49	9%
Empleados			
Número de empleados (a final de ejercicio) ⁴	24.453	26.114	7%
empleados < 35 años (%)	37,4	36,7	-2%
empleados entre 35-44 años (%)	36,9	37,4	1%
empleados entre 45-54 años (%)	18,7	19,0	2%
empleados entre 55-60 años (%)	5,2	4,6	-11%
empleados > 60 años (%)	1,8	2,3	28%
Mujeres en plantilla (%)	18,8	18,8	-
Mujeres en posiciones directivas (%)	10,2	11,7	15%
Cadena de suministro			
Número de proveedores tier-1	17.890	18.932	6%
Volumen de compra (M€)	8.238	7.365	-11%

1. El índice LTIFR se calcula para 1.000.000 de horas de trabajo e incluye todos los accidentes que provocan pérdida de al menos una jornada de trabajo.
2. El índice TRIR se calcula para 1.000.000 de horas de trabajo e incluye todas las fatalidades, accidentes con baja laboral, trabajos restringidos y casos de tratamiento médico.
3. Las emisiones se reportan anualmente, con el cierre del año fiscal.
4. Los totales del plantilla incluyen, por primera vez, la reciente adquisición de Servion.

Nota: TJ=Terajulios; 1Terajulio= 277.77 MWh; kt=mil toneladas

(*) Cifras preliminares no auditadas.

Seguridad y salud

La Seguridad y salud laboral es un pilar clave para Siemens Gamesa, parte esencial de la gestión de riesgos y de los controles internos del Grupo. Al cierre del año fiscal 2020, tanto el índice de frecuencia de accidentes con baja (LTIFR: 1,36 en FY20 vs. 1,67 en FY19) como el índice total de incidentes registrables (TRIR: 3,14 en FY20 vs. 4,71 en FY19) han disminuido, lo que ilustra que los programas de salud y seguridad están en buen camino. A pesar de ello, a cierre del año fiscal debemos lamentar un registro acumulado de cuatro víctimas mortales, un empleado de Siemens Gamesa y tres contratistas. Siemens Gamesa actúa de forma proactiva en el análisis de las causas de los accidentes, incluyendo la realización de inspecciones de seguridad, observaciones de seguridad y auditorías de seguridad y salud, y dispone de indicadores de gestión que muestran el nivel de cumplimiento de esta filosofía de trabajo en la gestión diaria. Debido al progreso de la pandemia Covid-19, Siemens Gamesa mantiene estrictas medidas de seguridad y salud tanto en oficinas como en fábricas y en parques para asegurar la máxima protección y minimizar el riesgo de empleados, clientes, suministradores y, en general, las comunidades donde opera la compañía.

Medioambiente

Siemens Gamesa dispone de un Sistema de Gestión Medioambiental certificado según la norma ISO 14001: 2015, que cubre todos los emplazamientos. El consumo total de energía en 2020 ascendió a 1.201.643 GJ (4% inferior a 2019). El consumo de energía acumulado por empleado y año fue de 46 GJ. El consumo total de electricidad en 2020 ascendió a 655.497 GJ, de los cuales la parte correspondiente a la electricidad renovable ascendió al 99,9%. El consumo de electricidad de Siemens Gamesa está ahora cubierto por los Certificados de Atribución de Energía (EAC), que garantizan que el origen de la electricidad es de origen renovable. Esto ha impactado en la reducción drástica de las emisiones de CO₂. El gas natural es la fuente de energía primaria más relevante, representando circa 60 % de la demanda total de energía primaria. El volumen total de residuos ascendió a 68.311t en el año fiscal 20 (58.506 t en el año fiscal 19). La relación entre la generación de residuos peligrosos y la generación de residuos no peligrosos se establece en 1:6, y la tasa de reciclaje global de residuos fue del 72%, por lo que la mayoría de los residuos se reciclan.

Empleo

La plantilla total asciende a 26.114 empleados (24.453 en 2019) en el año fiscal. Desde una perspectiva regional, Europa, Oriente Medio y África es la región con la mayor proporción de plantilla (68%), seguida de Asia y Australia (19%) y América (13%). La proporción de mujeres en plantilla representa el 18,8% de la fuerza laboral total, similar al ejercicio 2019. Por regiones, las mujeres representan el 21% de la fuerza laboral en Europa, Medio Oriente y África, el 20% en América y el 11% en Asia y Australia. Siemens Gamesa tiene 248 empleados en puestos directivos al final del ejercicio fiscal 20, de los cuales el 11,7% son mujeres (10,2% en 2019).

Proveedores

El volumen de compra al cierre del año fiscal 20 asciende a 7.365 millones de euros, procedentes de más de 18.000 proveedores tier-1. Estos proveedores se benefician de un proceso de selección imparcial y son evaluados para asegurar que cumplen con los altos estándares de calidad requeridos por nuestro enfoque de excelencia. Como base de la sostenibilidad de los proveedores, y en cumplimiento de la política del Grupo, el Código de Conducta para Proveedores e Intermediarios Terceros es de obligado cumplimiento y establece los requisitos vinculantes del Grupo.

Índices ESG

Al cierre del ejercicio fiscal 2020, Siemens Gamesa es constituyente de índices internacionales de sostenibilidad, como el Dow Jones Sustainability Indices®, FTSE4Good®, Ethibel Sustainability Index® y Bloomberg Gender Equality Index®. La Compañía mantiene una calificación de A (en una escala de AAA-CCC) para MSCI ESG, lo que permite la inclusión de la compañía en índices y una calificación de grado de inversión. Vigeo-Eiris confirma que Siemens Gamesa ocupa el puesto 1 de 25 en el sector Componentes y Equipos eléctricos. La compañía está actualmente incluida en los índices Euronext y Ethibel, impulsados por Vigeo Eiris. Finalmente, nuestra empresa ha recibido una calificación FTSE Russell ESG Rating de 4,5 de 5 (Percentil:100 en Energía Alternativa - sector de Equipos de Energía Renovable) y, adicionalmente, SGRE obtiene de Sustainalytics una calificación ESG de bajo riesgo (15,3) y se clasifica 3 de 166 (top 2º percentil) en la industria de Equipos Eléctricos.

Perspectivas

Entorno económico

El año 2020 viene marcado por la pandemia del coronavirus COVID-19 que, junto al elevado coste humano, está teniendo un impacto importante en la economía global, afectando a la producción, las cadenas de suministro y la estabilidad financiera de las empresas, reduciendo el consumo privado y la inversión. La incertidumbre relativa a la evolución del virus, a la dimensión de los nuevos bloqueos requeridos para su contención, y a la efectividad de las políticas económicas propuestas, hace difícil una estimación definitiva del impacto económico.

De acuerdo con el último informe del Fondo Monetario Internacional (FMI)¹⁷, la economía global se contraerá un 4,4% en 2020 y retomará el crecimiento en 2021, +5,2% a/a, alcanzando un PIB global ligeramente superior al de 2019. El aumento de las previsiones para 2020, frente al informe de junio, se apoya en un mejor desempeño de China y de las economías desarrolladas durante el segundo trimestre del año, y en las mejores expectativas para el tercero. Por su parte, la reducción en el crecimiento esperado en 2021, también frente al informe de junio, se debe no sólo a una menor caída en 2020 sino también a la persistencia del distanciamiento social, distanciamiento que irá desapareciendo a medida que se extienden las vacunas y mejoran los tratamientos. En el medio plazo, con una tasa de contagios locales ya muy baja en 2022, el crecimiento económico se irá estabilizando en torno a un 3,5% anual. Es importante destacar que el nivel de incertidumbre con respecto a estas previsiones sigue siendo alto.

Para el grupo de las economías avanzadas, en 2020 se produciría una contracción de un 5,8%, menos severa de lo anteriormente previsto, debido al mejor desempeño durante el segundo trimestre de 2020 tanto por parte de EE.UU. como de la zona euro. En 2021, se proyecta que este grupo alcance un crecimiento de un 3,9%.

Sin embargo, para el grupo de las economías emergentes (excluyendo China), la recuperación está siendo más débil de lo previsto. Una mayor tasa de crecimiento en los contagios, unido a un mayor endeudamiento y coste de financiación, provocan que el alcance de las ayudas sea de menor proporción que en el caso de las economías avanzadas. Se estima que la contracción en 2020 será de un 3,3%, alcanzando en 2021 un crecimiento de un 6,0% (en ambos casos incluyendo China). Destacan las contracciones previstas para India, con una caída acentuada del consumo y un desplome en la inversión que hace que sea de las pocas economías en la que el impacto de la pandemia es aún mayor de lo previsto anteriormente, y en México, donde la pandemia se sigue expandiendo.

China, con una vuelta al crecimiento más fuerte de lo esperado, es la única economía que crecerá en 2020.

Tabla 8: Perspectivas de crecimiento del FMI (cambio porcentual; años naturales)

	2020	2021
Global	-4,4%	5,2%
Economías avanzadas	-5,8%	3,9%
EE.UU.	-4,3%	3,1%
Zona euro	-8,3%	5,2%
Alemania	-6,0%	4,2%
España	-12,8%	7,2%
Reino Unido	-9,8%	5,9%
Economías emergentes	-3,3%	6,0%
China	1,9%	8,2%
India	-10,3%	8,8%
Brasil	-5,8%	2,8%
México	-9,0%	3,5%

¹⁷Fondo Monetario Internacional. *World Economic Outlook*. Octubre 2020.

Cabe destacar que la naturaleza de esta crisis hace que el impacto esté siendo mayor en el sector servicios, más dependiente de las interacciones cara a cara, que en el sector industrial.

Debido a la ya mencionada incertidumbre alrededor de estas proyecciones, motivada por factores como la evolución de la pandemia, su impacto en la actividad económica nacional e internacional y la reacción de los mercados financieros, el FMI plantea otros dos escenarios alternativos:

- Escenario 1 – la contención del virus se hace más complicada y prolongada hasta que una vacuna no esté disponible de forma global: se estima una disminución del PIB mundial de un 0,75 p.p. en 2020 y de 3,0 p.p. en 2021 con relación al escenario base, con un mayor impacto en las economías emergentes.
- Escenario 2 – la lucha contra el virus es eficiente en todas sus dimensiones: el crecimiento global se aceleraría alcanzando en 2021 0,5 p.p. más que en el escenario base.

Como se ha dicho en trimestres anteriores, el fuerte impacto humano y económico de la pandemia, ha subrayado la necesidad de poner en marcha modelos de desarrollo económico sostenibles. En este sentido, y también de acuerdo con el FMI, esta crisis podría suponer una oportunidad para que las autoridades pongan en práctica, como ya se está haciendo por ejemplo en la Unión Europea, sus compromisos de mitigación del cambio climático. Más aún, la inversión en infraestructuras “verdes” puede ayudar en la reactivación de la actividad económica global.

Perspectivas eólicas globales a largo plazo

Las perspectivas eólicas a largo plazo se han visto ligeramente mejoradas desde el inicio de la pandemia que ha hecho más evidente la necesidad de diseñar modelos de desarrollo económico sostenibles, en los que las energías renovables ocupan una posición clave. Durante los últimos seis meses, gobiernos y organismos supranacionales han convertido la sostenibilidad en una parte central de los programas de recuperación económica. También han anunciado la intención de acelerar sus objetivos de reducción de emisiones. El parlamento europeo ha votado aumentar el objetivo de reducción de emisiones en 2030 hasta un 60% frente al 40% anterior. China ha anunciado un objetivo de cero emisiones en 2060 y alcanzar el pico en 2030.

Sin embargo, estos compromisos necesitan políticas concretas de actuación, inversiones materiales y mecanismos claros de financiación que vayan más allá de los definidos en la actualidad. Como recoge la Agencia Internacional de la Energía (AIE), en su último informe anual (WEO 2020)¹⁸, las políticas declaradas actualmente llevarán a un aumento considerable de la generación eólica y solar en 2030, hasta un tercio de la generación total en las economías avanzadas, y un 25% en las economías emergentes, pero seguirían estando todavía lejos de lograr los compromisos de cero emisiones anunciados. En este escenario de políticas declaradas, la capacidad eólica acumulada al final del periodo (2040) ascendería a 1.914 GW, equivalente a un nivel sostenido de instalaciones anuales de 60 GW, casi un 16% superior al promedio de los últimos años (2012-2019: 52 GW según el Consejo Global de la Energía Eólica / Global Wind Energy Council o GWEC).

Para poder alcanzar cero emisiones netas globalmente, se requiere un incremento aún más sustancial de las inversiones en energías limpias. Este aumento, que queda recogido en el escenario de desarrollo sostenible, conduce a una flota eólica acumulada en 2040 de 3.000 GW, algo más de 1.000 GW por encima del escenario anterior, y a un ritmo de instalaciones anuales de 145 GW al año en 2030 y 160 GW al año en 2040. En este escenario, 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, que se han reducido aproximadamente un 40% durante la última década, 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.

Para poder cumplir con el objetivo de cero emisiones netas, a nivel global, en 2050 se necesitan medidas aún más ambiciosas y de mayor alcance, y que tienen que ponerse en marcha en esta década (2020 - 2030). Estas medidas se recogen en un nuevo escenario del último informe de la AIE, WEO 2020, llamado “Cero emisiones netas 2050” o NZE2050 (*Net Zero Emissions by 2050*). En líneas generales, entre 2019 y 2030, se necesita reducir la demanda

¹⁸AIE. *World Energy Outlook 2020 (WEO 2020)*. Octubre 2020.

de energía primaria en un 17%, con una economía que duplica su tamaño, las emisiones de CO₂ del sector energético tienen que reducirse en un 60% y las emisiones del usuario final tienen que reducirse un tercio. Para lograr estos objetivos, en 2030:

- La participación de las fuentes renovables en la producción eléctrica tiene que aumentar hasta un 60% desde un 27% en 2019, y no habrá plantas de carbón operativas sin sistemas de recogida, utilización y almacenamiento de las emisiones de CO₂. Para conseguirlo, la inversión en el sistema eléctrico se tiene que triplicar hasta 2.200 billones de dólares en 2030, con un tercio invertido en expansión, modernización y digitalización de las redes eléctricas.
- C. 50% de los edificios en los países desarrollados y un tercio en el resto del mundo tienen que haberse modernizado bajo criterios de eficiencia energética y cerca del 50% de los vehículos de pasajeros tiene que ser eléctrico.
- C. 25% del calor utilizado en procesos industriales tiene que proceder de fuentes eléctricas o de combustibles de baja emisión. La fabricación de baterías tendría que doblarse cada dos años y la producción de hidrógeno y la infraestructura para distribuirlo tiene que aumentar de forma substancial.
- Se tienen que producir cambios de comportamiento en el consumo y el uso de medios para el desplazamiento, que la pandemia ha demostrado que son posibles.

En este escenario NZE2050, el promedio de instalaciones eólicas anual tiene que crecer desde 60 GW en 2019 hasta 160 GW en 2025 y 280 GW en 2030.

BloombergNEF¹⁹, 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 permitir que el calentamiento global esté sustancialmente por debajo de 2°C, se alcanzaría una media de aproximadamente 375 GW al año.

Ilustración 9: Instalaciones eólicas (GW_e acumulados)

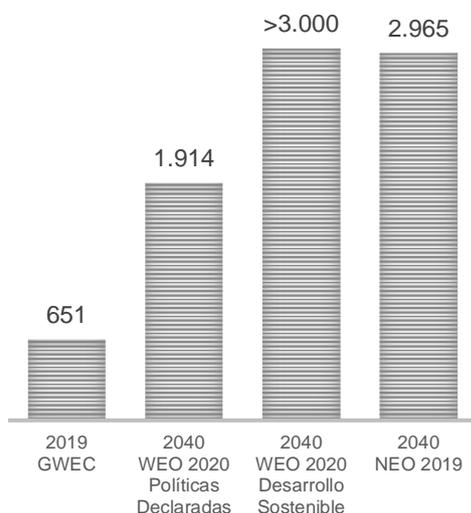
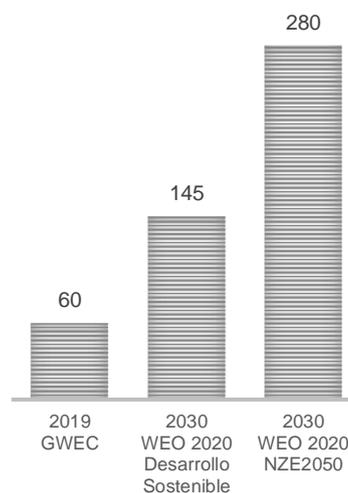


Ilustración 10: Instalaciones anuales 2019-30E (GW/año_e)



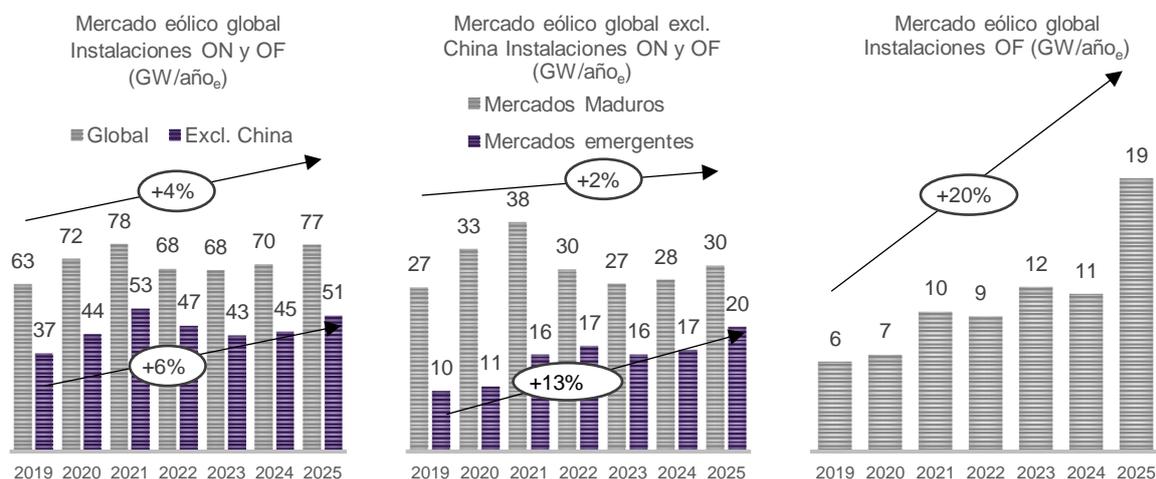
¹⁹BloombergNEF. New Energy Outlook 2020 (NEO 2020). Octubre 2020.

Actualización trimestral de demanda a corto y medio plazo

En el corto y medio plazo, las energías renovables no están siendo, sin embargo, inmunes a la pandemia, aunque se estén mostrando mucho más resilientes que cualquier otra fuente de energía. Este es el caso especialmente de la eólica Offshore cuya demanda y previsiones de instalación, en el corto y medio plazo, no se han visto prácticamente afectadas. Los largos plazos de desarrollo y ejecución, y la mayor concentración geográfica de la demanda y de las cadenas de suministro explican el bajo impacto. Por el contrario, en el mercado eólico Onshore, muy diversificado geográficamente, con plazos más cortos y dependiente de una cadena de suministro global, las disrupciones en la cadena de suministro y las restricciones en el movimiento de personas y bienes han puesto en riesgo la ejecución de proyectos en 2020, desplazándola parcialmente a 2021, año en el que se alcanzaría ahora el máximo de instalaciones anuales previsto anteriormente para el 2020 (en MW).

En los siguientes gráficos se presentan las expectativas de instalación en el medio plazo (2020-2025) junto a las instalaciones finales reportadas para el año 2019²⁰ (las cifras incluidas en las burbujas indican la tasa de crecimiento anual compuesto entre 2019 y 2025).

Ilustración 11: Mercado eólico global (GW instalados/año)²¹



Estas expectativas muestran un menor impacto de la pandemia en la demanda y ejecución de proyectos eólicos que el previsto en el trimestre anterior. Wood Mackenzie (WM)²² estima que las instalaciones globales llegarán a 72,0 GW en 2020 y a 77,5 GW en 2021, lo que supone un incremento de 1,3 GW para 2020, que se concentra casi en su totalidad en Onshore (1,2 GW), mientras que las expectativas para 2021 se mantienen estables, con respecto a sus estimaciones del trimestre anterior.

La previsión de instalaciones globales en el periodo 2020-2025 se incrementa en 7,0 GW, y de nuevo el aumento se produce casi en su totalidad en el mercado Onshore (6,7 GW). Dentro de las mejores expectativas de demanda destacan las mejoras en los mercados Onshore de China (+2,0 GW), EE.UU. (+1,3 GW), Vietnam (+1,1 GW) y Brasil (+0,7 GW). En China la mejora está impulsada por la rápida recuperación de la actividad de fabricación e instalación tras la apertura de la actividad económica; en EE.UU. por la rápida ejecución de proyectos unida al impacto positivo de la extensión de los créditos fiscales a la producción (PTC por sus siglas en inglés); en Vietnam por la potencial terminación de los subsidios en noviembre de 2021 (FiT por sus siglas en inglés) y en Brasil por la fortaleza del mercado libre a pesar del impacto de la pandemia en el país. En el lado negativo destaca India (-1,1 GW), con un impacto de la pandemia aún mayor al estimado en el trimestre anterior.

²⁰GWEC, 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).

²¹Wood Mackenzie. *Global Wind Power Market Outlook Update: Q3 2020*. Septiembre 2020. Las burbujas indican las tasas de crecimiento anual compuesto.

²²Wood Mackenzie. *Global Wind Power Market Outlook Update: Q3 2020*. Septiembre 2020. Todas las expectativas tanto de 4T 19 (año fiscal) como de 3T 20 y 4T 20 (año fiscal) que aparecen en esta sección proceden de los informes trimestrales de previsiones globales del mercado eólico de Wood Mackenzie.

La variación en las estimaciones acumuladas para este mismo periodo 2020-2025 (entre lo publicado por WM en 3T 19 y en 3T 20, ambos del año natural) supone un incremento de tan solo 0,2 GW, incluyendo Onshore (0,8 GW) y Offshore (-0,6 GW), mostrando la resiliencia del sector a pesar de la pandemia. Sin embargo, se produce un cambio importante en la composición geográfica, destacando el incremento en las estimaciones Onshore para EE.UU. (7,9 GW) y España (1,6 GW), compensados por la fuerte reducción de las expectativas para India (-8,3 GW). La variación geográfica en Offshore es mucho menor, aunque cabe destacar el incremento en las estimaciones para EE.UU. (0,7 GW) a pesar de la incertidumbre relacionada con el desarrollo de los proyectos, el incremento también en Europa (1,7 GW) liderado por el Reino Unido (2,5 GW), y la reducción de las estimaciones para China (-2,6 GW).

China (127 GW), EE.UU. (52 GW), India (23 GW) y Alemania (16 GW) continúan siendo los mayores mercados Onshore, contribuyendo con casi un 60% de las instalaciones totales acumuladas previstas en 2020-2025. Brasil, Francia, Suecia, España y Australia, contribuyen en más de un 12%, con instalaciones acumuladas entre 6 GW y 12 GW por país en el mismo periodo.

Offshore continúa siendo mucho más concentrado, a pesar de la aparición de nuevos mercados. China con 23 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 26 GW, contribuyendo un 39% al total. EE.UU. y Taiwán les siguen con 9 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, reflejando principalmente la estabilización de los precios de las subastas, pero también las dinámicas comerciales en EE.UU., la inflación de costes y el estrés de los márgenes en la cadena de suministro. Según BloombergNEF²³, el precio medio por MW Onshore para contratos firmados en la primera mitad de 2020 se sitúa en 0,77 M\$/MW considerando el alcance habitual en EE.UU. (normalmente no incluye instalación ni puesta en marcha), y en 0,85 M\$/MW considerando el alcance habitual en Europa y América Latina (normalmente incluyen instalación y puesta en marcha), ligeramente por encima del precio medio de contratos firmados en la primera mitad de 2019 en ambos casos, aunque el aumento de la potencia nominal de los aerogeneradores sigue impulsando la reducción en el precio por MW de los aerogeneradores. 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 4T 20 y FY20²⁴

Durante el cuarto trimestre del año fiscal 2020 se ha publicado la siguiente información y se han adoptado las siguientes medidas relacionadas con los compromisos y acciones gubernamentales alineadas con la transición energética hacia un modelo sostenible.

Medidas relacionadas con la COVID-19

- Se siguen anunciando nuevas medidas de apoyo a las energías renovables, como mecanismo de recuperación de distintas economías. En esta dirección, el presidente de China Xi Jinping ha expresado recientemente la necesidad de trabajar en una recuperación económica más verde.
- La pandemia ha provocado nuevos retrasos y modificaciones en las subastas previstas, como es el caso de Chile o India, donde además se han vuelto a extender los plazos para la ejecución de proyectos.

Unión Europea

- Los jefes de Estado y de Gobierno de la Unión Europea, en el marco del Pacto Verde Europeo, acuerdan poner en marcha el plan de recuperación *Next Generation EU* presentado por la Comisión Europea según se recogía en el informe de actividad de 3T 20. Los Estados miembros tienen que presentar sus planes de recuperación y resiliencia estableciendo la agenda de inversión y reformas para el periodo 2021-2027.

²³BloombergNEF. *1H 2020 Wind Turbine Price Index*. Junio 2020.

²⁴Esta 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.

Estos planes deben contribuir al objetivo de que la UE sea climáticamente neutra en 2050, y a alcanzar el objetivo de reducción de emisiones para 2030 respecto a las emisiones de 1990. El parlamento Europeo ha votado que este objetivo para 2030 se incremente al 60%, desde un 40% actual. Antes de que el nuevo objetivo sea efectivo debe aprobarse por los Estados miembros y el Consejo Europeo.

- La Comisión Europea, también en el marco del Pacto Verde Europeo, ha definido las propuestas legislativas para alcanzar el objetivo de reducción de emisiones para 2030 que se presentarán en el primer semestre de 2021. Entre las propuestas se encuentran el refuerzo de las políticas de energías renovables y un mecanismo de ajuste en frontera de las emisiones de carbono que debe estar instaurado no más tarde del 1 de enero de 2023²⁵. Además, se lanza una convocatoria con un presupuesto de 1.000 millones de euros para proyectos de investigación e innovación que impulsen la transición ecológica y digital. El objetivo de la convocatoria es lograr resultados claros y tangibles a corto y medio plazo en “energía limpia, asequible y segura” entre otros 9 ámbitos que reflejan las líneas de trabajo de la Unión.

Alemania

- Se aprueba una ley para que los procesos de planificación o construcción de infraestructuras no se puedan interrumpir por litigios pendientes, con el objetivo de acelerar el crecimiento de la eólica Onshore.
- Se publican los resultados de la cuarta y quinta subasta eólica de 2020 y de la primera subasta de innovación (tabla 9) y se convocan la sexta subasta específica de 2020 y la sexta subasta neutral (tabla 10).

Irlanda

- La Unión Europea aprueba el esquema de subastas para apoyar a los proyectos renovables *RESS* (esquema de apoyo a las energías renovables por sus siglas en inglés) con un presupuesto de entre 7.200 y 12.500 millones de euros. Se publican los resultados de la primera subasta realizada bajo este esquema (tabla 9).

Noruega y Suecia

- Se formaliza la finalización del esquema de certificados verdes conjunto (Suecia ya lo había anunciado según se recoge en el informe de actividad del primer trimestre de 2020). Se estima que en 2021, 10 años antes de lo inicialmente previsto, habrá suficiente capacidad para alcanzar el objetivo de producción (46,4 TWh). Si no se alcanzase, se extenderá por dos años.

Países Bajos

- Se asigna el proyecto sin subsidio Hollandse Kust Noord de 700 MW a Crosswind, una *joint venture* entre Shell y Eneco. El proyecto incluirá nuevas tecnologías como el hidrógeno, el almacenamiento de corta duración y la solar fotovoltaica flotante, para probar las capacidades de estas tecnologías y su aportación a la estabilidad del sistema. Se publican además los resultados de la subasta de primavera de 2020 (tabla 9).

Reino Unido

- Se confirma que la ronda 4 de las subastas CfD (contratos por diferencias por sus siglas en inglés) se realizará en 2021 según estaba previsto.

Rusia

- Se propone modificar el esquema de ayuda a proyectos de energías renovables con una remuneración calculada en función de la energía producida en lugar de por la capacidad instalada. Además, se

²⁵Este mecanismo pretende que el precio de los productos importados refleje mejor el impacto en emisiones de carbono, para evitar posibles traslados de producción a zonas con políticas climáticas menos ambiciosas.

incrementaría el requisito de contenido local a un 75% (actualmente un 65% para proyectos instalados hasta 2024).

Sudáfrica

- En línea con el plan estratégico IRP (plan integrado de recursos energéticos por sus siglas en inglés) recogido en el informe de actividad del primer trimestre de 2020, Sudáfrica planea la adquisición de 6,8 GW de nueva capacidad eólica y solar fotovoltaica. Para esta adquisición se lanzarán varias subastas entre las que se encuentra la quinta ronda del programa REIPPP (programa de adquisición de energía renovable de producción independiente por sus siglas en inglés) con 1,6 GW eólicos, que se espera en el segundo trimestre del año natural 2021.

Brasil

- Se lanza consulta pública sobre el borrador de Plan Nacional de Energía 2050, en el que se proyecta que la energía eólica alcanzará una capacidad instalada de entre 110 GW y 195 GW, comparado con los 16 GW instalados hasta hoy. El borrador refleja un potencial de 597 GW en emplazamientos con velocidades de viento superiores a los 7 m/s.

EE.UU.

- En Nueva Jersey, se convoca la segunda subasta para eólica Offshore (tabla 10) con un objetivo de entre 1,2 GW y 2,4 GW.
- En Nueva York, se convoca la segunda subasta para eólica Offshore (tabla 10) con un objetivo de hasta 2,5 GW (mínimo de 1 GW), y un presupuesto de 200 millones de dólares para apoyar nuevas infraestructuras portuarias. Además, se convoca una subasta para 1,5 GW de eólica Onshore y solar fotovoltaica con la opción de incluir almacenamiento (tabla 10).

China

- Se anuncia el objetivo de alcanzar la neutralidad en carbono en 2060 y que las emisiones alcancen su máximo antes de 2030. Este objetivo requerirá una inversión de 100 billones de yuanes en los próximos 30 años en energías renovables, energía nuclear, almacenamiento y otras infraestructuras energéticas. Como respuesta a este anuncio, la industria eólica china ha propuesto instalar 50 GW anuales entre 2021 y 2025, y 60 GW anuales entre 2026 y 2030, comparado con los 26 GW instalados en 2019²⁶. De esta forma la industria eólica china pretende alcanzar 800 GW instalados en 2030 y 3.000 GW en 2060.
- Se aprueban proyectos eólicos sin subsidio por un total de 11,4 GW, que deberán iniciar construcción antes de final de 2020 y entrar en operación antes de final de 2022. El total de proyectos renovables sin subsidio aprobados desde 2017 alcanza una capacidad de 64 GW.

India

- Se publican los resultados de la subasta SECI IX (tabla 9) y se aplazan nuevamente las subastas SECI híbrida III, y SECI RTC II (tabla 10).
- Se inicia el proceso de privatización de las empresas de distribución de electricidad (*DISCOM*) por el que se pretende mejorar su eficiencia y sanear el sistema eléctrico.

Pakistán

- Se anuncia un esquema de exenciones fiscales para apoyar a las energías renovables (*ARE* – energía alternativa y renovable por sus siglas en inglés), e incrementar su peso hasta el 20% del suministro de energía en 2025 y hasta el 30% en 2030, desde el 5% actual.

²⁶Fuente: Consejo Mundial de la Energía Eólica (GWEC por sus siglas en inglés). "Global Wind Report 2019". Marzo 2020.

Conclusiones FY20

- Este año fiscal 2020 ha venido marcado por la pandemia de la COVID-19 y las distintas medidas de bloqueo que las administraciones han tenido que tomar, cuyo impacto ha puesto de manifiesto la necesidad de diseñar modelos de desarrollo económico sostenibles, en los que las energías renovables ocupan una posición central. En Europa, el plan de recuperación recientemente aprobado requiere que todas las medidas estén alineadas con el Pacto Verde Europeo presentado en diciembre de 2019, y con su objetivo de alcanzar la neutralidad climática en 2050. El plan de recuperación requiere además que al menos un 30% del presupuesto sea “verde”. El presidente de China Xi Jinping también ha expresado la necesidad de trabajar en una recuperación económica más verde, a la vez que ha anunciado el objetivo de que China alcance la neutralidad en emisiones de carbono en 2060.
- Los objetivos de instalaciones eólicas Offshore se han visto sustancialmente incrementados durante este año fiscal, como herramienta clave para la descarbonización, tanto en nuevos mercados (EE.UU. y Taiwán) como en Europa. En EE.UU. a pesar de la incertidumbre a corto plazo en el desarrollo de los proyectos, Virginia (5,2 GW en 2034) y Nueva Jersey (7,5 GW en 2035) han anunciado nuevos objetivos de instalaciones, que se unen a los objetivos de Nueva York (9 GW en 2035), Massachussets (3,2 GW en 2035), Connecticut (2 GW en 2030) y Maryland (1,2 GW en 2030). En Europa, se amplían los objetivos de Reino Unido (40 GW en 2030), Alemania (20 GW en 2030 y 40 GW en 2040), Dinamarca (aproximadamente 9 GW en 2030), Francia (entre 5,2 GW y 6,2 GW en 2028), y de Polonia (3,8 GW en 2030 y 8 GW en 2040), que se suman a los objetivos de Países Bajos (11,5 GW en 2030), Irlanda (3.5 GW en 2030), y de Italia (0,9 GW en 2030). En Taiwán se establece un nuevo objetivo de 15 GW en 2035, tras considerarse alcanzado el anterior de 5,7 GW en 2025.
- Además, el potencial de instalaciones Offshore se ha visto favorecido por la estrategia europea para el desarrollo del hidrógeno verde publicada por la Comisión Europea en Julio de 2020, con el objetivo de instalar electrolizadores de hidrógeno renovable con una capacidad de al menos 6 GW entre los años 2020 y 2024, y hasta 40 GW entre 2025 y 2030. Para alimentar estos electrolizadores serían necesarios entre 80 GW y 120 GW renovables. El hidrógeno se considera prioritario para alcanzar los objetivos del Pacto Verde Europeo, y países como Alemania, Francia, España o Reino Unido ya han publicado sus estrategias nacionales.
- Por el lado negativo, la pandemia está impactando de forma importante a mercados como India, donde la cancelación y retrasos en las subastas, junto a los problemas anteriores en el desarrollo de los proyectos y en el bajo precio de las subastas, han provocado una disminución de más de 8 GW en la previsión de instalaciones entre 2020 y 2025. Sin embargo, a medio y largo plazo se espera que el mercado se recupere, con un ligero incremento de las expectativas de instalaciones²⁷. En México se han tomado diferentes medidas que perjudican a los proyectos renovables, pero las previsiones no se han visto sustancialmente reducidas. Lo mismo pasa en Brasil, donde la suspensión de las subastas se ha visto compensada por acuerdos y subastas (Copel y Engie) en el mercado libre, mejorando ligeramente la previsión de instalaciones.

²⁷Wood Mackenzie estima de acuerdo con el *Global Wind Power Market Outlook Update: Q3 2020* un total de 23 GW en India para el periodo 2020-2025 y 24 GW para el periodo 2026-2028, 18 GW en Brasil para el periodo 2020-2028, y 5 GW en México para el mismo periodo. De acuerdo con el *Global Wind Power Market Outlook Update: Q3 2019*, estimaba en India 31 GW para el periodo 2020-2025 y 22 GW para el periodo 2026-2028, 16 GW en Brasil para el periodo 2020-2028 y 5 GW en México para el mismo periodo, en todos los casos en instalaciones Onshore.

Resumen de subastas

Tabla 9: Resumen de los resultados de subastas publicados durante 4T 20

Subasta	Tipo	Tecnología	MW ¹	Precio Medio €/MWh ²	Fecha Operación
Alemania, IV – 2020	Específica	ON	191	61	2022
Alemania, V – 2020	Específica	ON	285	62	2022
Alemania, I – Innovación	Neutral (ON, solar y almacenamiento)	ON	11	45 ³	2023
Australia – ACT	Híbridos ON y baterías	ON	200	31	2022-2024 ⁴
Grecia	Específica	ON	472	56	2023
India – SECI IX ⁵	Híbridos ON y solar	ON	776	34	2022
Irlanda – RESS 1	Neutral (renovables)	ON	479	74	2023
Italia	Neutral	ON	218	68	2023
Países Bajos – SDE+ primavera 2020	Neutral	ON	116	24 ⁶	2024

1. MW adjudicados a ON o OF.
2. Aplicado tipo de cambio a fecha de publicación de resultados.
3. Prima media ponderada de todos los proyectos ganadores.
4. Estimado. Se considera que 100 MW entrarán en operación y 100 MW iniciarán construcción en 2022.
5. Híbrido con 80% eólico y 20% solar especificado.
6. Prima media ponderada.

Tabla 10: Subastas anunciadas o modificadas durante 4T 20 (incluye subastas anteriores pendientes de resolución)

Subasta	Tipo	Tecnología	Objetivo	Fecha prevista ¹
Alemania, VI – 2020	Específica	ON	825 MW	octubre 2020
Alemania – neutral VI	Neutral	ON y solar	200 MW	noviembre 2020
Australia – Queensland - Renovables 400	Neutral	ON, solar e híbridos (opc. almacenamiento)	400 MW	2021
Canadá – Saskatchewan	Específica	ON	300 MW	noviembre 2020
Chile ²	Neutral	Renovables y térmicas	2,7 TWh/año	enero 2021
Dinamarca – Thor	Específica	OF	1 GW	diciembre 2020 ³
EE.UU. – Nueva Jersey 2	Específica	OF	1,2 GW – 2,4 GW	diciembre 2020
EE.UU. – Nueva Jersey – 4 subastas ⁴	Específica	OF	1,2 GW – 1,4 GW	2022 – 2028
EE.UU. – Nueva York	Neutral	ON y solar (opc. almacenamiento)	1,5 GW	septiembre 2020
EE.UU. – Nueva York 2	Específica	OF	≤2,5 GW	octubre 2020
EE.UU. – Virginia ⁵	Neutral	ON, solar y almacenamiento	1 GW ⁵	sept. 2020 y marzo 2021 ⁵
EE.UU. – AES + Google	Neutral	ON, OF, solar y almacenamiento	1 GW	julio 2020
Francia – VI	Específica	ON	250 MW	julio 2020
Francia – VII	Específica	ON	500 MW	noviembre 2020
India – SECI Hybrid III	Específica	Híbridos: ON y solar (opc. almacenamiento)	1,2 GW	aplazada – octubre 2020
India – SECI RTC II ⁶	Neutral	ON y/o solar + carbón	5 GW	aplazada – noviembre 2020
Italia	Neutral	ON y solar	1,15 GW	octubre 2020
Países Bajos – SDE++ otoño 2020	Neutral	Renovables	5.000 M€	aplazada – diciembre 2020
Países Bajos – Hollandse Kust West	Específica	OF	1,4 GW	2021
Países Bajos – North of the Frysian Islands	Específica	OF	700 MW	2022
Países Bajos – IJmuiden I+II	Específica	OF	2 GW	2023
Turquía	Específica	ON	2 GW	octubre 2020

1. Fecha prevista para entrega de propuestas. Los resultados en algunos casos se publican más tarde.

2. Inicialmente prevista para noviembre de 2020, y con 5,9 TWh.

3. Fecha límite para para presentación de propuestas para el proceso de precalificación.

4. Se ha publicado el programa de 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).

5. Solicitud de propuestas de Dominion Energy para compra de proyectos o firma de contratos de compraventa de energía (PPA por sus siglas en inglés) por un total de 1 GW de eólica Onshore y solar, y 250 MW de almacenamiento. Las propuestas de venta de proyectos se realizan en septiembre de 2020, y las de PPA en marzo 2021.

6. *Round the clock* por sus siglas en inglés. 5 GW renovables (ON y/o solar) que se complementarán con plantas térmicas para asegurar una disponibilidad anual del 80%.

Plan de negocio FY21 - FY23

Con el ejercicio fiscal 2020 Siemens Gamesa completa su primer plan de negocio (FY18 - FY20) y abre una nueva etapa para el Grupo cuyos objetivos y líneas de acción han quedado recogidas en el plan de negocio FY21 - FY23, presentado al mercado de capitales el 27 de agosto de 2020.

Durante el periodo que ahora acaba (FY18 - FY20), Siemens Gamesa ha cumplido una parte importante de los objetivos fijados para el Grupo en el plan de negocio anterior como es el caso de los ahorros ligados al programa de transformación L3AD2020 y que superan el objetivo de 2.000 M€, el fortalecimiento del balance y la financiación del Grupo o la actividad comercial. También ha avanzado en áreas que no se recogían específicamente en dicho plan como es la sostenibilidad. Asimismo, se ha avanzado en la estrategia Offshore reforzando el liderazgo en mercados maduros y emergentes y en Servicios con la adquisición de activos de Senvion. Al mismo tiempo, la compañía se ha enfrentado a condiciones de mercado más complejas de las previstas al elaborar el plan, especialmente en Onshore, como han sido: i) las tensiones comerciales entre EE.UU. y China, con impacto en el precio de materias primas y componentes; ii) el deterioro del mercado indio, clave para la compañía, y iii) a partir de marzo de 2020, la pandemia del coronavirus (COVID-19) con mayor impacto de nuevo en la actividad Onshore. Estas condiciones, junto a los costes extra derivados de los retos encontrados durante la ejecución de cinco proyectos Onshore en el norte de Europa, se encuentran detrás de los resultados negativos del ejercicio.

En este entorno, el nuevo plan de negocio, apoyado en el programa LEAP, se pone en marcha para, por un lado, mejorar el rendimiento de la actividad Onshore y, por otro, mantener el crecimiento rentable de las actividades de Offshore y Servicios apoyado en la fortaleza de la ejecución y el posicionamiento competitivo. A nivel de Grupo, se mantiene el compromiso claro con la rentabilidad sobre el volumen, la generación de caja y la sostenibilidad.

En Onshore la mejora del rendimiento se conseguirá con el desarrollo de una tecnología líder diseñada incorporando criterios de coste, reduciendo la complejidad de la cadena de suministro y optimizando la capacidad de fabricación interna, fortaleciendo la capacidad de ejecución de proyectos y reorganizando y estandarizando los procesos para mejorar el desempeño. Todas estas acciones se unirán a la nueva estrategia comercial focalizada en la rentabilidad de los pedidos.

El crecimiento rentable en Offshore se mantendrá mediante el liderazgo y la diferenciación tecnológica, la excelencia operativa y la globalización de las operaciones, entrando en nuevos mercados a través de una interacción temprana con los clientes. Hasta el momento SGRE ha sido capaz de capturar una mayoría de los contratos de suministro preferente que se han adjudicado en nuevos mercados a través de la adecuación del producto y servicio, la localización de contenido cuando se ha requerido y la oferta de soluciones específicas para cada mercado y cliente.

En Servicios, este mismo objetivo se conseguirá a través del desarrollo de nuevos modelos de negocio, trabajando conjuntamente con los clientes, y capturando contratos de mantenimiento de terceras tecnologías mientras se mantienen la productividad y excelencia operativa.

Para ejecutar este plan, el Consejo de Administración ha nombrado un nuevo CEO, Andreas Nauen, con más de quince años de experiencia en el sector eólico, diez de ellos en posiciones de CEO, y se ha formado un nuevo equipo directivo con amplia experiencia profesional dentro y fuera del sector.

<p>Andreas Nauen Siemens Gamesa CEO</p>  <p>MBA. Ingeniero Diplomado en Mecánica y Economía</p> <p>~ 15 años en la industria eólica</p> <p>> 10 años de experiencia contrastada como CEO en empresas eólicas (incl. SGRE OF)</p>	<p>Lars Bondo Krogsgaard ON CEO – desde el 1 de noviembre</p>  <p>~ 20 años en la industria eólica</p>	<p>Pierre Bauer OF CEO (en funciones)</p>  <p>~ 25 años de experiencia en distintas industrias</p>	<p>Juan Gutiérrez SE CEO</p>  <p>~ 15 años en empresas de generación de energía (incl. eólica)</p>
	<p>Beatriz Puente CFO – desde el 1 de diciembre</p>  <p>~ 20 años como directora financiera</p>	<p>Christoph Wollny COO</p>  <p>> 25 años de experiencia industrial</p>	<p>Jürgen Bartl Secretario General</p>  <p>~ 20 años como experto legal</p>

El programa LEAP, parte central del plan de negocio, opera a través de tres palancas: innovación, productividad y gestión de activos, y excelencia operativa, que se desarrollan a través de criterios de sostenibilidad y usando la digitalización como elemento facilitador y diferenciador.

- Innovación dirigida a alcanzar o mantener el liderazgo tecnológico y desarrollar modelos de negocio innovadores en beneficio de nuestros clientes.
- Productividad y gestión de activos dirigidos a la optimización y la gestión de caja.
- Excelencia operativa orientada a fortalecer procesos y alcanzar niveles de calidad y seguridad de referencia en la industria.



Dentro de la palanca de la innovación hay que destacar el papel de la plataforma Onshore SG 5.X (SG 5.8-155/170), con más de 1 GW en pedidos en firme²⁸, en la consecución de los objetivos tanto en cuota de mercado como en rentabilidad. Con una potencia flexible que puede llegar hasta 6,6 MW, ofrecerá a nuestros clientes hasta un 32% más de producción anual de energía que su predecesor. La incorporación de criterios de coste al diseño del producto ha permitido reducir el peso mediante un tren de transmisión compacto, el más ligero de su clase, así como palas de fibra de carbono y vidrio pultrusionado, lo que unido a la mayor productividad de la turbina permiten optimizar el coste de energía para el cliente. Adicionalmente, su diseño modular y flexible y la opción de pala segmentada facilitará el transporte y acceso a emplazamientos, la construcción y el mantenimiento. En Offshore la innovación ha permitido a la compañía hacer posible los primeros parques marinos sin subsidio a través del aerogenerador SG 11.0-200 DD que se utilizará para el suministro de los parques HKZ I II III y IV de Vattenfall. El camino en la optimización del coste de energía continuará con el último producto presentado al mercado, el aerogenerador SG 14-222 DD, que puede alcanzar hasta 15 MW de potencia con la opción de Power Boost, y que

²⁸A 12 de octubre de 2020.

aumentará hasta un 25% la producción anual de energía sobre el modelo anterior. En el área de Servicios, la palanca desempeña un papel clave en el desarrollo de modelos de negocio que se adapten a las nuevas condiciones de mercado, más competitivas, en las que operan los clientes, como es el caso de la garantía sobre disponibilidad de ventas.

Dentro de la palanca de productividad, se continuará avanzando en los logros conseguidos a través del programa de transformación de L3AD2020, con un objetivo de conseguir una mejora de más de un 5% en el gasto a terceros cada año y mantener un estricto control de los gastos fijos. En Onshore, la optimización de las operaciones internas de fabricación para adaptarse a la demanda en términos de volumen, producto y coste, el fortalecimiento de las relaciones con suministradores clave, incluyendo el desarrollo conjunto de componentes, y el mantenimiento de una estrategia que combina la integración vertical con el suministro de terceros para componentes críticos, son la base para conseguir las mejoras de productividad. Dentro de estas medidas se encuentra el cierre de Aalborg para la fabricación de palas Onshore y el de Brande para la fabricación de góndolas. En el negocio de Servicios la digitalización y el uso de datos son la base para el aumento de la productividad, con servicios y soluciones como el “tren de servicios” para atender parques marinos en emplazamientos próximos pero de distintos clientes, el “diagnóstico digital” o el análisis de la integridad de los activos mediante drones.

La palanca de excelencia operativa desempeña un papel muy importante dentro del nuevo plan de negocio, especialmente en Onshore. Esta palanca es clave para alcanzar el objetivo de rentabilidad del plan. Las medidas adoptadas permitirán resolver retos similares a los encontrados en la ejecución de la cartera del norte de Europa en FY20, evitando incurrir en costes materiales. Dentro de las acciones que se están poniendo en marcha están:

- El lanzamiento de un marco operativo de gestión de proyectos común a toda la organización (PM@SGRE) que incluye medidas como la incorporación temprana de los equipos de ejecución de proyectos para identificar los riesgos y oportunidades de los negocios captados.
- El fortalecimiento de los recursos y capacidades de los gestores de proyectos y del proceso de aceptación de las subcontratas.
- La implementación de un manual de gestión de proyectos común en el Grupo.

Junto al lanzamiento de este marco, se están compartiendo las mejores prácticas a lo largo de la organización y mejorando el control de la cartera de pedidos, para lo que se ha completado una revisión completa de riesgo y coste.

Es importante destacar que más allá de estas palancas, la mejora del rendimiento Onshore pasa tanto por una concentración en rentabilidad sobre volumen, con un estricto control de precios, como en una reducción del perfil de riesgo de las operaciones, limitando la actividad de desarrollo de parques y reforzando las capacidades en EPC.

Marco financiero y guías FY21 - FY23

El marco financiero dentro del que se ejecutará la estrategia para volver a crear valor para todos los grupos de interés de la compañía se apoya en tres líneas de actuación:

- El crecimiento rentable a través de la innovación, productividad y excelencia operativa. El objetivo de crecimiento rentable se facilita además por la evolución natural del negocio del Grupo, con una exposición creciente a los mercados de Offshore y Servicios, ambos con perspectivas de crecimiento y niveles de rentabilidad superiores. La combinación de LEAP con la evolución natural del negocio permitirá al Grupo crecer por encima del mercado y alcanzar la visión de un margen EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de entre un 8% y un 10%.
- La focalización en la caja con un estricto control del capital circulante y de la inversión. El desempeño en el área del capital circulante ha sido uno de los grandes logros de la compañía durante el plan FY18 - FY20, con una reducción del capital circulante superior a 1.700 M€. Mantener un nivel óptimo de capital circulante continuará siendo un objetivo del plan actual a través de la mejora de las condiciones de pago y cobro, del ciclo de entrega de producto y de la gestión de inventario. En lo que respecta a la inversión, durante los primeros años del plan, el lanzamiento de nuevos productos tanto en Onshore como en Offshore, la globalización de Offshore con la apertura de nuevos mercados y el crecimiento de la línea de ventas requerirán un aumento de la inversión por encima del 5% sobre ventas al que se espera retornar en FY23. En este sentido, durante los dos primeros años del plan de negocio se espera una ratio de inversión sobre ventas entorno a un 6%.

El resultado de la combinación de las dos primeras palancas, el crecimiento rentable y la focalización en la gestión de caja permitirá cumplir el compromiso de volver a la generación de caja libre en el horizonte del plan.

- La eficiencia en el uso de capital, con un criterio de ROCE por encima de WACC y una política de dividendo atractiva para los accionistas.

Todo ello ejecutado sobre criterios de sostenibilidad.

Crecimiento Rentable	Foco en Caja	Eficiencia del Capital
 <p>Margen EBIT pre PPA y costes de I&R: 8-10%</p> <hr/> <p>Book-to-Bill > 1</p> <hr/> <p>Crecer más rápido que el mercado¹</p>	 <p>CAPEX: c. 5% sobre ventas</p> <hr/> <p>Capital circulante < 0% sobre ventas</p> <hr/> <p>Ratio conversión de caja² > 1-crecimiento</p> <hr/> <p>Deuda financiera neta / EBITDA < 1,0x</p>	 <p>ROCE > WACC</p> <hr/> <p>Política de dividendos: Ratio pay out ≥ 25% del beneficio neto</p>

Sostenibilidad en el centro de la estrategia

1. En MW y EUR.

2. Antes de pagos relacionados con Adwen; crecimiento medido en base al crecimiento del volumen de pedidos (MW).

Teniendo en cuenta la evolución esperada de los distintos mercados en los que opera el Grupo, las líneas de actuación presentadas, y los criterios financieros definidos, los objetivos del Grupo para FY21 y FY23²⁹ son los siguientes:

- Rango de ventas entre 10.200 M€ y 11.200 M€ en FY21 y un crecimiento por encima del crecimiento de mercado hasta FY23. La cobertura de las ventas para FY21, proporcionada por el libro de pedidos a 30 de septiembre de 2020, es de un 91%³⁰. El crecimiento de las ventas en FY21 recoge un impacto positivo de la ejecución de parte de los proyectos Onshore que se retrasaron en FY20 por motivo de la pandemia. Dicho impacto desaparecerá en los siguientes ejercicios en los que se espera un mercado global Onshore decreciente hasta 2024. Las ventas Offshore crecerán durante el periodo en línea con el crecimiento esperado en el mercado con el desempeño anual sujeto a los plazos de ejecución y entrega de los proyectos.
- Margen EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de entre un 3% y un 5% en FY21 y logro de una rentabilidad normalizada de entre un 8% y un 10% en FY23. La guía de margen para FY21 excluye impactos derivados de potenciales cierres de la actividad de fabricación o disrupciones en la cadena de suministro ocasionados por las medidas de contención de la pandemia en FY21, pero incluye las condiciones operativas que caracterizan la nueva normalidad, con estrictas condiciones de seguridad y salud en las actividades de fabricación y servicios, el mantenimiento del trabajo desde casa para el personal de oficina y una gestión de inventarios para componentes críticos que evite disrupciones en la actividad de fabricación y ejecución de proyectos. Asimismo, la rentabilidad esperada durante el primer año del plan refleja un beneficio todavía parcial del ejercicio de reestructuración en Onshore.

El montante total estimado de gastos de integración y reestructuración requeridos para completar el plan de negocio FY21 - FY23 puede alcanzar hasta 500 M€, mayoritariamente con impacto en la caja y con el efecto principal en los dos primeros ejercicios del plan. En concreto y para FY21 la compañía estima unos gastos de integración y reestructuración de c. 300 M€. En FY23 se espera que dichos gastos no sean materiales.

²⁹Estos objetivos se dan a moneda constante y excluyen el impacto de cambios legales o regulatorios.

³⁰Cobertura de ventas calculada sobre el punto medio de la guía de ventas FY21: 10.200 M€ – 11.200 M€.

Junto al impacto de los gastos de integración y reestructuración, la generación de caja y posición de deuda/(caja) neta a final del periodo, se verá afectada por los usos de las provisiones de Adwen que se estiman en 250 M€ acumulados en el periodo. La salida en FY21 por este concepto se estima en 125 M€.

Finalmente, el impacto del PPA en la amortización de intangibles se estima de 250 M€ en FY21.

Conclusiones

El ejercicio fiscal 2020 pone fin al plan de negocio FY18 - FY20 con la consecución de logros en el área de productividad y mejora de costes, a través del programa de transformación, con ahorros superiores a 2.000 M€ en el total de los tres años; en el área comercial, con una cartera de 30.248 M€ a 30 de septiembre de 2020, un 46% superior a la cartera a 30 de septiembre de 2017; en el área de financiación, con más de 4.700 M€ en liquidez y grado de inversión en nuestro rating crediticio, y en el área de sostenibilidad con, entre muchos otros logros, la subida de dos escalones hasta alcanzar un rating ESG de A por parte de MSCI. Ha sido también un ejercicio de una intensa actividad corporativa y organizacional, con el nombramiento de un nuevo CEO, Andreas Nauen, y de un nuevo equipo directivo y con la preparación de un nuevo plan de negocio para el periodo FY21 - FY23, para retornar al crecimiento rentable, a la generación de caja y a la creación de valor para todos los grupos de interés.

Sin embargo, FY20 ha sido también un año en el que el desempeño económico financiero ha estado marcado por acontecimientos externos, fuera del control de la compañía, como la pandemia COVID-19 y la caída del mercado Onshore en India, e internos, como los costes extras y no recurrentes ligados a la ejecución de cinco proyectos Onshore en el Norte de Europa. Todos estos factores han conducido al Grupo a una rentabilidad negativa pero dentro de las guías ajustadas comunicadas a mercado en julio de 2020.

Las ventas del ejercicio ascienden a 9.483 M€, -7% a/a, con 2.868 M€, -3% a/a, en 4T 20 y reflejan el impacto de la COVID-19 en la ejecución de proyectos, especialmente en Onshore, la disminución esperada en el volumen de proyectos Offshore en FY20, y, con impacto positivo, la integración de los activos de Servicios adquiridos en enero. Las ventas del año se han visto afectadas también por las variaciones de moneda, especialmente durante el último trimestre, de forma que, a moneda constante, las ventas anuales hubiesen ascendido a 9.657 M€.

A nivel de EBIT pre PPA y antes de gastos de integración y reestructuración, FY20 se cierra con una pérdida de 233 M€, equivalente a un margen sobre ventas de -2,5%, consecuencia de los factores mencionados con anterioridad. Más allá de estos elementos de naturaleza no recurrente, el impacto de la reducción de precios sigue siendo compensado en su totalidad por el ejercicio de transformación cuyos resultados están en línea con las expectativas del ejercicio. En 4T 20 se alcanza un EBIT pre PPA y antes de gastos de I&R de 31 M€, equivalente a un 1,1% de las ventas. El impacto negativo de la pandemia en el EBIT se ha diluido de forma considerable durante el cuarto trimestre hasta 31 M€. El 4T 20 se ha visto afectado sin embargo por acciones preventivas y de mejora en la multiplicadora de la SG 4.X con un impacto total de 69 M€ en menor reconocimiento de ingresos y aumento de provisiones.

El EBIT reportado en FY20, incluyendo el impacto de PPA en la amortización de intangibles por un valor de 262 M€ (59 M€ en 4T 20) y el impacto de los costes de integración y reestructuración de 462 M€ (110 M€ en 4T 20), se sitúa en -958 M€ (-139 M€ en 4T 20).

A pesar de las pérdidas incurridas en el ejercicio, la compañía ha cerrado el ejercicio con un balance sólido, con una deuda financiera neta de 49 M€, incluyendo 611 M€ asociados a la capitalización de los contratos de alquiler (NIIF 16³¹), y gracias al fuerte desempeño del capital circulante, que cierra el ejercicio en una posición negativa de 1.976 M€, equivalente a una ratio sobre ventas de un -21%. Esta posición de deuda neta se ha alcanzado después de la compra de los activos de Servicios y fabricación a Servion. Junto a la solidez del balance, es importante destacar que Siemens Gamesa cuenta con un nivel de liquidez muy sólido, con c. 4.200 M€ en líneas de financiación, de las cuales se habían dispuesto c. 1.100 M€.

A pesar del difícil entorno de mercado, impactado por la pandemia, Siemens Gamesa Renewable Energy cierra el ejercicio fiscal 2020 con un récord en el libro de pedidos: 30.248 M€, +19% a/a. Más aún, el 79% del libro de pedidos a 30 de septiembre de 2020 corresponde a mercados con una sólida trayectoria, una rentabilidad en línea con la visión de la compañía en el largo plazo y una mayor duración. Este récord se alcanza tras firmar 14.736 M€ en pedidos en doce meses, +16% a/a, equivalente a una ratio de *Book-to-Bill* de 1,6x las ventas del periodo, e integrar los activos de Servicios adquiridos a Servion en enero de 2020. La actividad comercial del cuarto trimestre, 2.564 M€ en pedidos firmados y una ratio de *Book-to-Bill* de 0,9x las ventas del trimestre, reflejan la recuperación

³¹Caja neta a 30 de septiembre de 2019: 863 M€, aumento de la deuda por introducción de NIIF 16 en FY20, a 30 de septiembre de 2020 (611 M€:115 M€ a corto plazo y a 496 M€ a largo plazo), deuda neta a 30 de junio de 2020: 49 M€.

de la actividad comercial en el mercado Onshore, la fortaleza de la actividad comercial en Servicios y la volatilidad estándar en Offshore, prácticamente sin entrada de contratos en el trimestre.

En el entorno actual Siemens Gamesa continúa reforzando su compromiso con la sostenibilidad. Este compromiso se refleja durante el cuarto trimestre en el perfil de ESG de FTSE Russell con un rating de 4,5 sobre 5, figurando de forma prominente dentro del sector de Equipos de Energía Renovable y en el rating de bajo riesgo de Sustainalytics, en el que la compañía figure en tercera posición de 166 dentro del sector de Equipos Eléctricos.

Anexo

Estados Financieros Octubre 2019 - Septiembre 2020

Cuenta de Resultados

M€	Julio - Septiembre 2019	Julio - Septiembre 2020	Octubre 2018 - Septiembre 2019	Octubre 2019 - Septiembre 2020
Importe neto de la cifra de negocios	2.944	2.868	10.227	9.483
Coste de ventas	(2.653)	(2.787)	(9.279)	(9.593)
Margen Bruto	291	81	948	(110)
Gastos de Investigación y Desarrollo	(82)	(77)	(208)	(231)
Gastos de ventas y gastos generales de administración	(135)	(143)	(496)	(624)
Otros ingresos de explotación	16	3	36	14
Otros gastos de explotación	(23)	(2)	(28)	(6)
Ingresos (pérdidas) de inversiones contabilizadas según el método de la participación	(1)	1	(1)	(3)
Ingresos financieros	6	2	14	10
Gastos financieros	(16)	(17)	(53)	(66)
Otros ingresos (gastos) financieros	(4)	(1)	(22)	(2)
Ingreso de operaciones continuadas antes de impuestos	52	(152)	190	(1.019)
Impuestos sobre beneficios	-	40	(49)	100
Resultados de operaciones continuadas	52	(113)	141	(919)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas, neto de	-	-	-	-
Participaciones no dominantes	-	-	(1)	1
Resultado del ejercicio atribuible a los accionistas de SGRE	52	(113)	140	(918)

Balance de situación

M€	30.09.2019	01.10.2019 (*)	30.09.2020
Activos:			
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1.727	1.727	1.622
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.287	1.287	1.141
Otros activos financieros corrientes	275	275	212
Deudores comerciales, empresas vinculadas	22	22	1
Activos por contrato	2.056	2.056	1.538
Existencias	1.864	1.864	1.820
Activos por impuesto corriente	207	207	198
Otros activos corrientes	461	451	398
Total activo corriente	7.899	7.889	6.929
Fondo de comercio	4.744	4.744	4.550
Otros activos intangibles	1.916	1.916	1.780
Inmovilizado material	1.426	2.105	2.239
Inversiones contabilizadas según el método de la participación	71	71	66
Otros activos financieros	143	143	235
Activos por Impuesto diferido	401	401	529
Otros activos	89	4	4
Total activo no corriente	8.790	9.384	9.403
Total activo	16.689	17.273	16.332
Pasivo y Patrimonio neto:			
Deuda financiera corriente	352	418	434
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	2.600	2.600	2.956
Otros pasivos financieros corrientes	130	130	127
Acreedores comerciales, empresas vinculadas	286	286	8
Pasivos por contrato	2.840	2.840	3.148
Provisiones corrientes	762	762	723
Pasivos por impuesto corriente	201	201	177
Otros pasivos corrientes	798	798	761
Total pasivo corriente	7.968	8.034	8.335
Deuda financiera	512	1.029	1.236
Obligaciones por prestaciones al personal	15	15	20
Impuestos diferidos pasivos	320	320	229
Provisiones	1.400	1.400	1.422
Otros pasivos financieros	170	170	126
Otros pasivos	31	31	29
Total pasivo no corriente	2.449	2.966	3.062
Capital social	116	116	116
Prima de emisión	5.932	5.932	5.932
Resultado ejercicio anterior y otros componentes del P.Net	222	222	(1.114)
Participaciones minoritarias	3	3	1
Total Patrimonio Neto	6.273	6.273	4.935
Total Pasivo y Patrimonio Neto	16.689	17.273	16.332

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

Estado de flujos de efectivo

M€	Julio - Septiembre 2019	Julio - Septiembre 2020	Octubre 2018 - Septiembre 2019	Octubre 2019 - Septiembre 2020
Resultado antes de impuestos	52	(152)	190	(1.019)
Amortizaciones + PPA	204	200	647	844
Otros PyG (*)	19	1	17	11
Variación capital circulante con efecto en flujo de caja (***)	1.006	365	341	995
Dotación de provisiones (**)	83	102	236	370
Uso de provisiones (**)	(68)	(94)	(344)	(351)
Inversiones en activos fijos - CAPEX	(181)	(249)	(498)	(601)
Uso provisiones de Adwen (**)	(62)	(37)	(180)	(140)
Pago de impuestos	(22)	(29)	(191)	(172)
Adquisiciones de negocios, neto del efectivo adquirido	-	-	-	(177)
Otros	23	(64)	30	(88)
Flujo de caja del ejercicio	1.054	42	248	(328)
Caja / (Deuda financiera neta) Inicial	(191)	(90)	615	280
Caja / (Deuda financiera neta) Final	863	(49)	863	(49)
Variación de Caja Financiera Neta	1.054	42	248	(328)

(*) 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

M€	30.09.2019	01.10.2019 (*)	30.09.2020
Propiedad, planta y equipos	1.426	2.105	2.239
Fondo de comercio e intangibles	6.660	6.660	6.330
Capital Circulante	(833)	(843)	(1.976)
Otros activos, neto (**)	365	279	584
Total	7.618	8.201	7.177
Deuda neta / (caja)	(863)	(280)	49
Provisiones (***)	2.177	2.177	2.165
Fondos propios	6.273	6.273	4.935
Otros pasivos	31	31	29
Total	7.618	8.201	7.177

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

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

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

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

Anexo

Medidas Alternativas de Rendimiento

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

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

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

Deuda Financiera Neta – (DFN)

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

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

M€	30.09.2018 (*)	31.12.2018	31.03.2019	30.06.2019	30.09.2019
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.429	2.125	1.353	954	1.727
Deuda financiera corriente	(991)	(705)	(345)	(471)	(352)
Deuda financiera a largo plazo	(823)	(1.255)	(1.126)	(674)	(512)
Caja / (Deuda Financiera Neta)	615	165	(118)	(191)	863

M€	01.10.2019 (**)	31.12.2019	31.03.2020	30.06.2020	30.09.2020
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1.727	1.661	1.421	1.695	1.622
Deuda financiera corriente	(418)	(513)	(487)	(546)	(434)
Deuda financiera a largo plazo	(1.029)	(974)	(1.229)	(1.239)	(1.236)
Caja / (Deuda Financiera Neta)	280	175	(295)	(90)	(49)

(*) 30.09.2018 a efectos comparables después de aplicación de NIIF 9. No existe modificación en el cálculo de la Deuda Financiera Neta en ninguno de los dos casos.

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

Capital Circulante – (WC)

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

El Capital Circulante refleja la parte del Capital Empleado invertido en activos operativos netos. Esta medida es utilizada por la Dirección de Siemens Gamesa Renewable Energy en la gestión y toma de decisiones relacionada con el ciclo de conversión de caja del negocio, en especial la gestión de inventarios, cuentas a cobrar comerciales y cuentas a pagar comerciales. Una gestión efectiva del capital circulante conlleva un nivel de inversión óptimo en capital circulante que no pone en riesgo la solvencia de la empresa para hacer frente a sus obligaciones de pago a corto plazo.

M€	30.09.2018	30.09.2018	31.12.2018	31.03.2019	30.06.2019	30.09.2019
	Comp. (*)					
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.114	1.111	1.093	1.137	1.421	1.287
Deudores comerciales, empresas vinculadas	28	28	42	35	39	22
Activos por contrato	1.572	1.569	2.033	1.771	1.952	2.056
Existencias	1.499	1.499	1.925	2.006	2.044	1.864
Otros activos corrientes	362	362	417	464	651	461
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	(2.416)	(2.416)	(2.283)	(2.352)	(2.483)	(2.600)
Acreedores comerciales, empresas vinculadas	(342)	(342)	(274)	(153)	(250)	(286)
Pasivos por contrato	(1.670)	(1.670)	(2.340)	(1.991)	(2.267)	(2.840)
Otros pasivos corrientes	(684)	(684)	(641)	(706)	(869)	(798)
Capital Circulante	(536)	(542)	(27)	211	238	(833)

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

M€	01.10.2019	31.12.2019	31.03.2020	30.06.2020	30.09.2020
	Comp. (*)				
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.287	1.079	1.036	1.174	1.141
Deudores comerciales, empresas vinculadas	22	29	37	37	1
Activos por contrato	2.056	1.801	1.808	1.715	1.538
Existencias	1.864	2.071	2.115	2.064	1.820
Otros activos corrientes	451	578	466	584	398
Acreeedores comerciales y otras cuentas por pagar	(2.600)	(2.282)	(2.332)	(2.544)	(2.956)
Acreeedores comerciales, empresas vinculadas	(286)	(188)	(212)	(237)	(8)
Pasivos por contrato	(2.840)	(3.193)	(3.101)	(3.362)	(3.148)
Otros pasivos corrientes	(798)	(833)	(682)	(929)	(761)
Capital Circulante	(843)	(939)	(865)	(1.498)	(1.976)

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

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

Inversiones de capital (CAPEX)

Las Inversiones en capital (CAPEX o “CAPital EXpenditures”) son las inversiones realizadas durante el periodo en activos de propiedades, planta y equipo, y activos intangibles con el objetivo de generar beneficios en el futuro (y mantener la capacidad de generación de beneficios actual, en el caso del CAPEX de mantenimiento). Esta MAR no incluye la asignación del precio de compra (el ejercicio de PPA) a los activos materiales e inmateriales en el contexto de 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€	4T 19	4T 20	12M 19	12M 20
Adquisición de activos intangibles	(38)	(44)	(160)	(182)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(143)	(205)	(338)	(419)
CAPEX	(181)	(249)	(498)	(601)

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

M€	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	LTM Sep 20
Adquisición de activos intangibles	(42)	(42)	(54)	(44)	(182)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(50)	(67)	(97)	(205)	(419)
CAPEX	(92)	(109)	(151)	(249)	(601)

M€	1T 19	2T 19	3T 19	4T 19	LTM Sep 19
Adquisición de activos intangibles	(31)	(44)	(46)	(38)	(160)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(50)	(64)	(81)	(143)	(338)
CAPEX	(81)	(108)	(127)	(181)	(498)

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€	12M 19	12M 20
Resultado antes de impuestos	190	(1.019)
Amortizaciones + PPA	647	844
Otros PyG (*)	17	11
Dotación de provisiones	236	370
Uso de provisiones (sin uso de Adwen)	(344)	(351)
Pago de impuestos	(191)	(172)
Flujo de caja operativo bruto	555	(317)

M€	4T 19	4T 20
Resultado antes de impuestos	52	(152)
Amortizaciones + PPA	204	200
Otros PyG (*)	19	1
Dotación de provisiones	83	102
Uso de provisiones (sin uso de Adwen)	(68)	(94)
Pago de impuestos	(22)	(29)
Flujo de caja operativo bruto	268	27

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

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

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

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

	4T 19 (*)	1T 20 (*)	2T 20 (*)	3T 20 (*)	4T 20 (*)
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	2.238	1.611	1.289	872	1.698
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	3.147	2.563	1.645	1.200	2.713
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,71	0,63	0,78	0,73	0,63

(*) Entrada de pedidos AEG ON solo incluye pedidos eólicos. Sin incluir pedidos de la actividad solar. Pedidos de la actividad solar ascienden en el 4T 19 a 2 M€, en el 1T 20 a 0 M€, en el 2T 20 a 61 M€, en el 3T 20 a 0 M€ y en el 4T 20 a 0 M€.

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

	1T 20 (*)	2T 20 (*)	3T 20 (*)	4T 20 (*)	LTM Sep 20
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.611	1.289	872	1.698	5.470
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	2.563	1.645	1.200	2.713	8.121
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,63	0,78	0,73	0,63	0,67

(*) Entrada de pedidos AEG ON solo incluye pedidos eólicos. Sin incluir pedidos de la actividad solar. Pedidos de la actividad solar ascienden en el 1T 20 a 0 M€, en el 2T 20 a 61 M€, en el 3T 20 a 0 M€ y en el 4T 20 a 0 M€.

	1T 19 (*)	2T 19 (*)	3T 19 (*)	4T 19 (*)	LTM Sep 19
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.793	1.167	1.695	2.238	6.893
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	2.370	1.742	2.130	3.147	9.389
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,76	0,67	0,80	0,71	0,73

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

	1T 18 (*)	2T 18	3T 18 (*)	4T 18	LTM Sep 18
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.600	1.834	1.166	1.985	6.585
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	2.208	2.464	1.660	2.631	8.962
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,72	0,74	0,70	0,75	0,73

(*) Entrada de pedidos AEG ON solo incluye pedidos eólicos. Sin incluir pedidos de la actividad solar. Pedidos de la actividad solar ascienden en el 1T 18 a 88 M€ y en el 3T 18 a 9 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€	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	LTM Sep 20
Grupo	4.628	2.203	5.342	2.564	14.736
De los cuales AEG ON	1.611	1.350	872	1.698	5.531

M€	1T 19	2T 19	3T 19	4T 19	LTM Sep 19
Grupo	2.541	2.466	4.666	3.076	12.749
De los cuales AEG ON	1.799	1.200	1.695	2.240	6.934

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	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	LTM Sep 20
Onshore	2.563	1.645	1.200	2.713	8.121

MW	1T 19	2T 19	3T 19	4T 19	LTM Sep 19
Onshore	2.370	1.742	2.130	3.147	9.389

Offshore:

MW	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	LTM Sep 20
Offshore	1.279	-	2.860	-	4.139

MW	1T 19	2T 19	3T 19	4T 19	LTM Sep 19
Offshore	12	464	1.528	72	2.076

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

M€	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	LTM Sep 20
AEG	1.634	1.808	1.947	2.325	7.715
Servicios	366	395	464	543	1.768
TOTAL	2.001	2.204	2.411	2.868	9.483

M€	1T 19	2T 19	3T 19	4T 19	LTM Sep 19
AEG	1.904	2.060	2.242	2.527	8.733
Servicios	358	330	390	417	1.493
TOTAL	2.262	2.389	2.632	2.944	10.227

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€	12M 19	12M 20
RESULTADO DEL EJERCICIO ANTES DE IMPUESTOS	190	(1.019)
(-) Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	1	3
(-) Ingresos financieros	(14)	(10)
(-) Gastos financieros	53	66
(-) Otros ingresos/gastos financieros, neto	22	2
EBIT	253	(958)
(-) Costes de integración	174	189
(-) Costes de reestructuración	32	273
(-) Impacto PPA	266	262
EBIT pre-PPA y costes de integración y reestructuración	725	(233)

M€	4T 19	4T 20
RESULTADO DEL EJERCICIO ANTES DE IMPUESTOS	52	(152)
(-) Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	1	(1)
(-) Ingresos financieros	(6)	(2)
(-) Gastos financieros	16	17
(-) Otros ingresos/gastos financieros, neto	4	1
EBIT	67	(139)
(-) Costes de integración	109	72
(-) Costes de reestructuración	7	38
(-) Impacto PPA	67	59
EBIT pre-PPA y costes de integración y reestructuración	250	31

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€	12M 19	12M 20
EBIT	253	(958)
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	647	844
EBITDA	899	(113)

M€	4T 19	4T 20
EBIT	67	(139)
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	204	200
EBITDA	271	61

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

M€	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	LTM Sep 20
EBIT	(229)	(118)	(472)	(139)	(958)
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	172	182	290	200	844
EBITDA	(57)	63	(181)	61	(113)

M€	1T 19	2T 19	3T 19	4T 19	LTM Sep 19
EBIT	40	90	56	67	253
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	148	147	148	204	647
EBITDA	188	237	204	271	899

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.

	4T 19	12M 19	4T 20	12M 20
Resultado del ejercicio (M€)	52	140	(113)	(918)
Número de acciones (unidades)	679.504.347	679.490.974	679.517.513	679.517.035
BNA (€/acción)	0,08	0,21	(0,17)	(1,35)

Otros indicadores

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

M€	30.09.2018	30.06.2019	30.09.2019	30.06.2020 (*)
Ventas acumuladas para el año en curso N (1)	-	7.283	-	6.615
Cartera de pedidos para la actividad FY (2)	8.408	2.973	9.360	3.145
Rango medio de ventas para el FY según guías a mercado (3) (*)	10.500	10.500	10.400	9.750
Cobertura de Ventas ([1+2]/3)	80%	98%	90%	100%

(*) Punto medio del rango de 9.500 M€ y 10.000 M€.

M€	30.09.2020
Cartera de pedidos para la actividad FY21 (1)	9.728
Rango medio de ventas para el FY21 según guías a mercado (2) (*)	10.700
Cobertura de Ventas (1/2)	91%

(*) 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€	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	LTM Sep 20
Entrada pedidos	4.628	2.203	5.342	2.564	14.736
Ventas	2.001	2.204	2.411	2.868	9.483
Book-to-Bill	2,3	1,0	2,2	0,9	1,6

M€	1T 19	2T 19	3T 19	4T 19	LTM Sep 19
Entrada pedidos	2.541	2.466	4.666	3.076	12.749
Ventas	2.262	2.389	2.632	2.944	10.227
Book-to-Bill	1,1	1,0	1,8	1,0	1,2

Tasa de Reinversión: ratio de CAPEX dividido por la depreciación, amortización y deterioros (excluyendo el impacto de la amortización del valor razonable de los activos intangibles procedentes del PPA). De acuerdo con la definición de CAPEX, el importe de 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€	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	LTM Sep 20
CAPEX (1)	92	109	151	249	601
Amortización, depreciación y deterioros (a)	172	182	290	200	844
Amortización, depreciación y deterioros de activos por derecho de uso (NIIF 16) (b)	25	27	33	28	114
Amortización PPA intangible (c)	66	69	68	59	262
Depreciación y Amortización (exc. PPA) (2=a-b-c)	81	86	189	112	468
Tasa de reinversión (1/2)	1,1	1,3	0,8	2,2	1,3

M€	1T 19	2T 19	3T 19	4T 19	LTM Sep 19
CAPEX (1)	81	108	127	181	498
Amortización, depreciación y deterioros (a)	148	147	148	204	647
Amortización PPA intangible (b)	66	66	67	67	266
Depreciación y Amortización (exc. PPA) (2=a-b)	82	80	81	137	381
Tasa de reinversión (1/2)	1,0	1,4	1,6	1,3	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€	12M 19	12M 20
Beneficio Bruto	948	(110)
Amortización PPA intangible	174	177
Costes Integración	105	133
Costes Reestructuración	24	180
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	1.252	381

M€	4T 19	4T 20
Beneficio Bruto	291	81
Amortización PPA intangible	43	45
Costes Integración	62	49
Costes Reestructuración	5	33
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	401	207

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

M€	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	LTM Sep 20
Beneficio Bruto	(57)	63	(196)	81	(110)
Amortización PPA intangible	42	45	45	45	177
Costes Integración	15	28	41	49	133
Costes Reestructuración	6	42	100	33	180
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	7	177	(10)	207	381

M€	1T 19	2T 19	3T 19	4T 19	LTM Sep 19
Beneficio Bruto	200	237	220	291	948
Amortización PPA intangible	44	44	44	43	174
Costes Integración	5	8	30	62	105
Costes Reestructuración	17	1	2	5	24
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	266	289	296	401	1.252

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	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	LTM Sep 20
Onshore	1.747	1.649	1.876	2.433	7.704

MWe	1T 19	2T 19	3T 19	4T 19	LTM Sep 19
Onshore	1.520	1.707	1.699	2.009	6.936

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

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

Glosario y definiciones para Medidas Alternativas de Rendimiento

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

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

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

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

Capital Circulante: se calcula como la diferencia entre el activo circulante y el pasivo circulante. Los conceptos de activo y pasivo circulante excluyen todas las partidas que por su naturaleza se clasifiquen como Deuda Financiera Neta, como es el caso de la partida de Efectivo y equivalentes de efectivo.

COD: puesta en marcha comercial (por sus siglas en inglés *Commercial Operation Date*)

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

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

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

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

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

EBITDA: se calcula como el EBIT antes de amortización, depreciación y deterioros de fondo de comercio, activos intangibles y de activos de propiedad, planta y equipo.

Flujo de Caja operativo bruto: cantidad de efectivo generada por las operaciones ordinarias de la compañía excluyendo el consumo de capital circulante, inversión en capital (CAPEX), pagos relacionados con provisiones de Adwen y otros, principalmente impactos de tipo de cambio. SGRE incluye el flujo correspondiente a los gastos financieros netos dentro de la generación de caja operativa bruta. El flujo de caja operativo bruto resulta de añadir al beneficio neto durante el ejercicio aquellos elementos ordinarios que no tienen naturaleza de efectivo (depreciación y amortización, dotación de provisiones) y el resultado consolidado por el método de la participación.

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

LTM: últimos doce meses.

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

PI: Propiedad Intelectual.

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

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

TCAC: tasa de crecimiento anual compuesto.