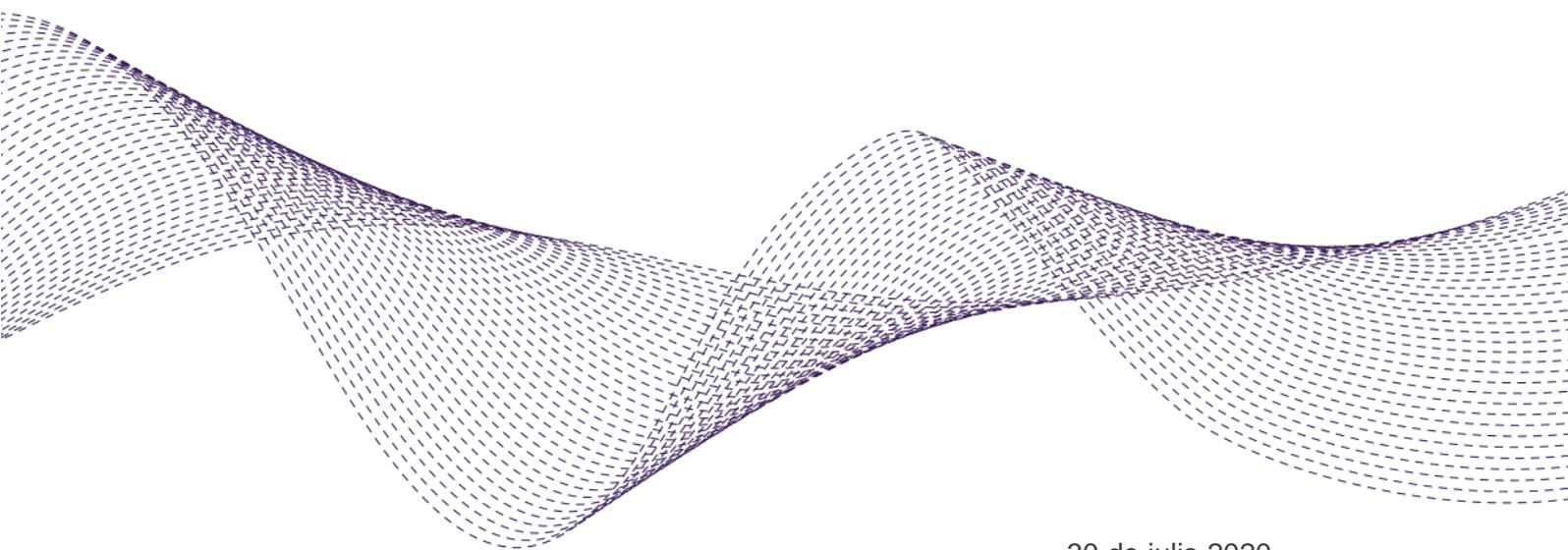


Informe de Actividad

Tercer trimestre año fiscal 2020

Resultados abril-junio 2020



30 de julio 2020

Contenidos

Introducción	3
Principales magnitudes consolidadas 3T 20	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 3T 20 ..	24
Resumen de subastas	29
Guías 2020	30
Conclusiones	31
Anexo	33
Estados Financieros Octubre 2019 - Junio 2020	33
Medidas Alternativas de Rendimiento	38
Glosario y definiciones para Medidas Alternativas de Rendimiento	55

Introducción

El segundo trimestre del año 2020 continúa marcado por la pandemia (coronavirus COVID-19). Autoridades como el Fondo Monetario Internacional (FMI) o la OECD han endurecido sus previsiones sobre el impacto del virus en la economía mundial y el escenario de recuperación rápida en forma de V inicialmente previsto pierde fuerza. Según las últimas estimaciones del FMI¹, la economía mundial se contraerá un 4,9% en 2020, siendo esta contracción especialmente fuerte en las economías avanzadas que decrecerán un 8,0%, frente a una caída del 3,0% en los países en desarrollo. En el escenario central o base, a la fecha de elaborar este informe, el FMI no descarta un posible resurgimiento de casos en algunos países, pero no contempla un segundo brote generalizado de la pandemia, y espera que, con la puesta en marcha de políticas de apoyo financiero, fiscal y monetario, se vuelva al crecimiento de la economía mundial en 2021: 5,4% a/a, especialmente liderado por los países en desarrollo que crecerán un 5,9%, seguidos por las economías avanzadas con un crecimiento de un 4,8%. Sin embargo, es importante destacar que la visibilidad sobre la duración y el impacto final de la pandemia continúa siendo limitada lo que hace posibles otros escenarios.

Como se indicó en el informe de actividad del segundo trimestre de 2020 (2T 20), el sector eólico, a pesar de la resiliencia que ha mostrado, especialmente en el mercado Offshore, no es inmune a esta situación y tanto la cadena de suministro como la actividad de fabricación, la ejecución de proyectos y la actividad comercial se han visto afectadas por la pandemia. A la fecha de elaboración de este informe, se prevé que dichos efectos se vayan diluyendo a lo largo del último trimestre del ejercicio fiscal 2020 (4T 20) y que el impacto negativo en la actividad Onshore por retrasos en la actividad comercial y en la ejecución de proyectos, se recupere parcialmente en el ejercicio fiscal 2021 (FY 21). El impacto en Offshore y Servicios se espera recuperar o compensar en 4T 20.

Durante el tercer trimestre del ejercicio fiscal 2020 (3T 20) se producen cierres temporales de fábricas en España e India, se mantienen algunas disrupciones en el suministro global de componentes y materias primas, continúan las restricciones al movimiento de las personas y se alargan los trámites administrativos y financieros, con impacto en la actividad comercial. Como ya se esperaba, el impacto de la pandemia se extiende al mercado Offshore y de Servicios, aunque de forma mucho más limitada. En este entorno, la prioridad de la compañía ha sido y continúa siendo garantizar la seguridad de los empleados y sus familias y de las comunidades donde opera, mientras minimiza los trastornos operativos para asegurar la continuidad del negocio y atender las necesidades de los clientes.

Al final de 3T 20, los centros globales de suministro y fabricación localizados en Europa y China operan de forma regular, aunque con nuevas medidas para garantizar la salud y seguridad de los empleados, mientras que los centros regionales de India, Brasil y, en menor medida, EE.UU. continúan operando por debajo de su capacidad. El suministro de componentes y materias primas progresa hacia la normalidad, aunque el efecto de las restricciones sufridas en el suministro de madera de balsa continuará viéndose reflejado en el desempeño del cuarto trimestre (4T 20).

Adicionalmente, y también afectados por la COVID-19, se acentúa la ralentización del mercado indio, para el que se reduce por segunda vez el ritmo esperado de instalaciones en 2020, y aumentan los retos en la ejecución de la cartera en el norte de Europa.

Como resultado de estos factores las ventas de 3T 20 descienden un 8% a/a, hasta alcanzar 2.411 M€, y el EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración se sitúa en -161 M€, incluyendo un impacto directo negativo de la COVID-19 de 93 M€. Es importante destacar que el desempeño de Offshore y de Servicios, excluyendo el impacto de la pandemia, está en línea con las previsiones de la compañía.

Las ventas del Grupo durante los primeros nueve meses del ejercicio fiscal 2020 (9M 20) descienden un 9% a/a, hasta 6.615 M€, y el EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración alcanza -264 M€, incluyendo un impacto acumulado de la pandemia de 149 M€. Como anunció Siemens Gamesa Renewable Energy² el 17 de junio de 2020, la compañía no espera que la recuperación anticipada en el EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración en 4T 20 compense en su totalidad las pérdidas acumuladas en los nueve primeros meses del ejercicio.

¹Fondo Monetario Internacional. Actualización de las perspectivas de la Economía Mundial. Junio 2020.

²Siemens Gamesa Renewable Energy (Siemens Gamesa) es el resultado de la fusión de la división de energía eólica de Siemens AG, Siemens Wind Power, y Gamesa Corporación Tecnológica (Gamesa). El Grupo se dedica al desarrollo, fabricación y venta de aerogeneradores (actividad de Aerogeneradores) y a la prestación de servicios de operación y mantenimiento (actividad de Servicios).

A pesar de la complejidad del entorno, el desempeño a nivel de balance continúa siendo sólido, gracias a la estrategia de financiación y a las políticas de capital circulante puestas en marcha en el ejercicio fiscal 2019 (FY 19). La compañía cierra 3T 20 con un capital circulante negativo de 1.498 M€, equivalente a un -16% sobre las ventas de los últimos doce meses y con una posición de deuda neta en balance de 90 M€. La posición de deuda neta, 370 M€ por debajo de la posición de apertura de caja neta del año³, supone una mejora anual de 101 M€ con respecto al cierre del tercer trimestre del ejercicio fiscal 2019 (3T 19), o c. 707 M€ teniendo en cuenta el impacto de la aplicación de la NIIF 16 al comienzo del ejercicio en curso. A 30 de junio de 2020 Siemens Gamesa cuenta con casi 4.000 M€ en líneas de financiación autorizadas, de las cuales se han dispuesto c. 1.200 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 3T 20 con un libro de pedidos de 31.461 M€, 6.327 M€ por encima de la cartera a junio de 2019, 5.955 M€ por encima de la cartera a cierre de FY 19 y 2.838 M€ por encima de la cartera a marzo de 2020. Un 78% de la cartera pertenece a negocios con un sólido desempeño operativo, una rentabilidad en línea con la visión a largo plazo del Grupo y una mayor duración: Offshore (30%) y Servicios (48%), aumentando la visibilidad del Grupo sobre el desempeño a futuro. El valor de la cartera de pedidos a 30 de junio de 2020 se ha visto reducido entorno a un 3% por depreciación de monedas.

La firma de pedidos durante 3T 20 alcanza un importe de 5.342 M€, equivalente a una ratio de *Book-to-Bill* de 2,2 veces las ventas del trimestre y un nuevo 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 reducción de la entrada de pedidos en Onshore también refleja el continuo fortalecimiento de la estrategia de priorizar rentabilidad sobre volumen. Las plataformas Onshore de más de 4 MW continúan ganando peso con un 70% de la entrada de pedidos Onshore en 3T 20 y un 47% del total de pedidos firmados 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 material pero también temporal 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 la reducción en el volumen previsto de instalaciones eólicas en 2020 se recuperará en los próximos años. La visión a largo plazo del sector no solo se mantiene, sino que las energías renovables pueden y deben desempeñar un papel muy importante en la reactivación económica y en el desarrollo de un modelo socioeconómico sostenible, cada vez más necesario. En este sentido, esta crisis podría suponer una oportunidad para que las autoridades aceleren sus compromisos de mitigación del cambio climático.

Dentro de la necesidad de desarrollar modelos socioeconómicos sostenibles, Siemens Gamesa continúa con su compromiso con los criterios medioambientales, sociales y de gobernanza (ESG por sus siglas en inglés). En 3T 20, se introducen criterios de ESG en la primera línea sindicada de avales⁴ y Vigeo-Eiris⁵ sitúa a la compañía en el primer puesto de 25 en el sector de Componentes y Equipos Eléctricos por su rendimiento ESG. Siemens Gamesa Renewable Energy se incluye actualmente en los siguientes índices impulsados por Vigeo Eiris: i) *Euronext Vigeo Europe 120*; ii) *Euronext Vigeo Eurozone 120*; iii) *Euronext Eurozone ESG Large 80 index* y iv) *Ethibel Sustainability Index-Excellence Europe*.

³El 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 por la primera aplicación de NIIF 16 en el balance consolidado a 1 de octubre de 2019 son el incremento del Inmovilizado material correspondiente a los activos por derecho de uso por importe de 679 millones de euros, una disminución en los pagos anticipados registrados en los epígrafes "Otros activos no corrientes" y "Otros activos corrientes", por un importe de 85 millones de euros y 10 millones de euros, respectivamente, y el correspondiente incremento de los pasivos corrientes y no corrientes (componentes de la Deuda Financiera Neta) por importe de 583 millones de euros. Ver nota 2.D.3 en las cuentas anuales consolidadas del ejercicio fiscal 2019. A 30 de junio de 2020 el importe de los pasivos por arrendamiento asciende a: 112 M€ a corto plazo y 494 M€ a largo plazo.

⁴Siemens Gamesa ha firmado en el tercer trimestre de 2020 su primera línea sindicada de avales por un importe de 600 M€ en la que ha introducido una estructura ligada a la donación de fondos para la investigación oncológica.

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.

En junio la compañía anuncia el nombramiento de Andreas Nauen como nuevo Consejero Delegado Ejecutivo (CEO por sus siglas en inglés) de Siemens Gamesa. Tras completarse el periodo de tres años desde el nacimiento de la compañía, y con el ejercicio de integración prácticamente completo, el nombramiento de Andreas Nauen abre una nueva etapa centrada en acelerar el retorno a la rentabilidad en el negocio Onshore mientras se mantiene el fuerte desempeño de Offshore y Servicios. Con este propósito, se continúa con el ejercicio de reestructuración de las operaciones en India, iniciado en 2T 20, con el ajuste de la capacidad fabril al nuevo tamaño del mercado. También, dada la volatilidad del mercado indio, se reduce el perfil de riesgo de las operaciones, limitando la actividad de promoción y desarrollo de parques, y cesando la actividad solar. La necesidad de mejorar la rentabilidad de las operaciones Onshore no se restringe al mercado indio, sino que se extiende a todas las geografías. En EMEA, la compañía continúa adaptando su presencia fabril a la demanda, en un mercado que requiere turbinas cada vez mayores (cierre de la fábrica de Aoiz) y costes más competitivos (compra de la fábrica de palas de Vagos). En el norte de Europa continúa la reorganización de las operaciones y la implantación de modelos de control de riesgo y ejecución de proyectos más sólidos que impidan la repetición de los fallos de contratación y ejecución acaecidos durante el ejercicio fiscal 2020 (FY 20).

Andreas Nauen aporta más de once años de experiencia como CEO de Siemens Wind Power y Repower / Servion consiguiendo en ambas compañías un crecimiento sostenible y de alta rentabilidad. En su etapa como CEO de SGRE Offshore⁶, los resultados de la división han estado en línea con la visión de crecimiento rentable y sostenible del Grupo. SGRE Offshore ha aumentado la cartera de pedidos en un 30%, capturando 10.869 M€ en pedidos en firme, ha mantenido el liderazgo en los mercados maduros del norte de Europa y lo ha alcanzado en los nuevos mercados de Francia, EE.UU. y Taiwán. En ambos casos, se ha conseguido gracias a una combinación de liderazgo tecnológico, excelencia operativa, y un estrecho contacto con clientes.

Principales magnitudes consolidadas 3T 20

- Ventas: 2.411 M€ (-8% a/a)
- EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración⁷: -161 M€ (N.A.)
- Beneficio neto pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración⁸: -236 M€ (N.A.)
- Beneficio neto reportado: -466 M€ (N.A.)
- Caja (deuda) financiera neta (DFN⁹): -90 M€
- MWe vendidos: 2.627 MWe (+10% a/a)
- Cartera de pedidos: 31.461 M€ (+25% a/a)
- Entrada de pedidos en firme en 3T: 5.342 M€ (+14% a/a)
- Entrada de pedidos en firme últimos doce meses: 15.248 M€ (+24% a/a)
- Entrada de pedidos AEG en 3T: 4.060 MW (+11% a/a)
- Entrada de pedidos en firme en AEG en los últimos 12 meses: 12.765 MW (+17% a/a)
- Flota instalada: 104.930 MW
- Flota en mantenimiento: 72.099 MW

⁶Medidos desde el comienzo del ejercicio fiscal (FY 18).

⁷El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración excluye el impacto de costes de integración y reestructuración por importe de 243 M€ y el impacto de la amortización del valor razonable del inmovilizado inmaterial procedente del PPA (Purchase Price Allocation) por importe de 68 M€.

⁸El beneficio neto pre PPA, costes de integración y reestructuración excluye en total 230 M€ de costes de integración y reestructuración y del impacto de la amortización del valor razonable del inmovilizado inmaterial procedente del PPA (Purchase Price Allocation), netos de impuestos.

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 junio de 2020 el importe de los pasivos por arrendamiento asciende a: 112 M€ a corto plazo y 494 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 15.248 M€ (+24% a/a) terminando junio de 2020 con una cartera de pedidos de 31.461 M€¹⁰ (+25% a/a). El crecimiento de la cartera de pedidos equivale a 6.327 M€ adicionales frente a la cartera a junio de 2019 y 5.955 M€ frente a la cartera a cierre del ejercicio fiscal 2019 (FY 19). El valor de la cartera refleja la integración de la cartera de los activos de Servicios adquiridos a Servinon en enero 2020 por un importe de c. 1.500 M€.

Al final de 3T 20 el 48% del libro de pedidos, 15.122 M€, corresponde a la actividad de Servicios, con niveles de rentabilidad superiores y que crece un 31% año a año. El libro de pedidos de la actividad de Aerogeneradores se divide en 9.445 M€ de pedidos Offshore (+31% a/a) y 6.894 M€ de pedidos Onshore (+8% a/a).

Ilustración 1: Cartera de pedidos a 30.06.20 (M€)

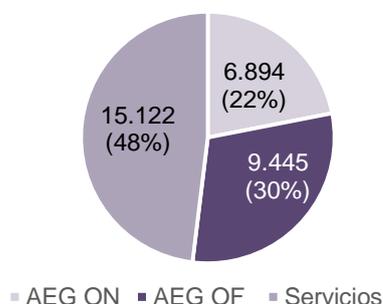
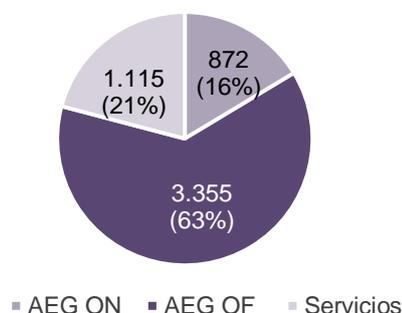


Ilustración 2: Entrada de pedidos 3T 20 (M€)

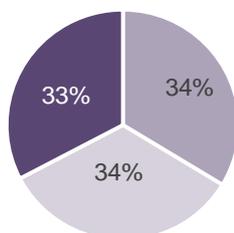


Durante 3T 20 la entrada de pedidos del Grupo alcanza un valor de 5.342 M€, más de dos veces superior a las ventas del periodo (o una ratio *Book-to-Bill* de 2,2). El aumento anual en la entrada de pedidos, +14% a/a, refleja la fortaleza de la actividad de Offshore y Servicios que compensan en su totalidad la menor entrada de contratos Onshore.

La actividad comercial Onshore, con 1.200 MW en pedidos en firme en 3T 20, -44% a/a, refleja el impacto del COVID-19 en la actividad comercial, con retrasos en la firma de contratos en las tres regiones. Cabe destacar el impacto que está teniendo la incertidumbre en el mercado mexicano, por las medidas gubernamentales a favor de las fuentes fósiles, y la ralentización del mercado indio, donde las expectativas de instalaciones anuales se rebajan por segundo trimestre consecutivo. El importe de pedidos firmados en el trimestre asciende a 872 M€, un descenso de un 49% frente al tercer trimestre de FY 19 que se caracterizó por la fortaleza en la entrada de pedidos. El volumen de contratación de los últimos doce meses alcanza los 8.555 MW, -4% a/a. Siemens Gamesa firma 6.073 M€ en pedidos AEG ON en los últimos doce meses, equivalente a una ratio *Book-to-Bill* de 1,2 veces las ventas de AEG ON del periodo. La ratio *Book-to-Bill* de 3T 20 asciende a 0,8 veces las ventas del periodo.

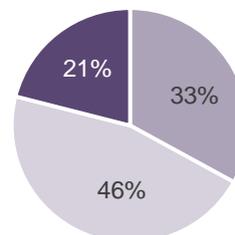
¹⁰La devaluación de las monedas ha tenido un impacto negativo de c. 950 M€ en el valor de la cartera. Excluyendo el impacto moneda, la cartera hubiera crecido un 29% a/a hasta un valor de c. 32.400 M€.

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



■ EMEA ■ Américas ■ APAC

Ilustración 4: Entrada de pedidos (M€) AEG ON
3T 20 (%)



■ EMEA ■ Américas ■ APAC

Dentro de los 43 países que han contribuido a la entrada de pedidos (M€) en Onshore en los últimos doce meses, India, Brasil y EE.UU. son los tres mercados más importantes para la compañía, con una contribución al total de pedidos de un 16%, un 9% y un 9% respectivamente. Le siguen Chile con un 8%, Suecia y España con un 7% cada uno y China con un 6%. En 3T 20, EE.UU. con un 22%, Chile con un 18%, Vietnam con un 13% y España con un 11%, son los principales contribuyentes a la entrada de pedidos, seguidos por Suecia con un 7%, y Japón y Noruega, ambos con un 5% de la entrada de pedidos en 3T 20. Es destacable el fortalecimiento del posicionamiento de la compañía en Vietnam dentro de la estrategia de diversificar la presencia en la región de APAC. Con 487 MW acumulados a 2019¹¹, se prevé que la capacidad instalada alcance los 4 GW en 2025, con 1 GW de Offshore, como parte del plan del gobierno de aumentar la capacidad de generación en el país para abastecer el crecimiento económico y de población esperado.

Durante el tercer trimestre el 70% de los pedidos recibidos pertenecen a plataformas con potencia superior o igual a 4 MW dentro de los que se encuentra un nuevo pedido para la plataforma Onshore 5.X en Suecia. Con estos pedidos las nuevas plataformas con potencia superior o igual a 4 MW contribuyen un 47% a la entrada de pedidos de los primeros nueve meses de 2020 frente al 26% contribuido durante el año fiscal 2019.

Tabla 1: Entrada de pedidos AEG ON (MW)

<i>Entrada de pedidos AEG ON (MW)</i>	LTM	3T 20
Américas	2.793	500
EE.UU.	703	330
Brasil	870	0
Chile	699	170
México	122	0
EMEA	2.604	416
España	574	175
Suecia	607	78
APAC	3.157	284
India	1.343	0
China	798	0
Vietnam	394	180
Total (MW)	8.555	1.200

La entrada de pedidos Offshore alcanza un nuevo récord en el trimestre, con 2.860 MW, un 87% por encima del volumen de pedidos de 3T 19, superando el volumen total de pedidos firmado en FY 19. El trimestre comienza con

¹¹Fuente: Consejo Mundial de la Energía Eólica (GWEC por sus siglas en inglés). Instalaciones acumuladas al final de 2019.

la firma de un suministro para el parque eólico Offshore de Kaskasi (Alemania): 38 unidades SG 8.0-167 DD Flex. Posteriormente se firman dos pedidos en Francia por un volumen total de 993 MW: 62 aerogeneradores marinos SG 8.0-167 DD para el parque de Saint Briec y 71 aerogeneradores marinos SWT-7.0-154 para el parque de Fécamp. Ambos contratos apoyan el proyecto de localización del Grupo en el puerto de Le Havre, en Normandía, donde se está construyendo la primera fábrica combinada de palas y góndolas. El trimestre termina con la firma del suministro en firme 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.

En los últimos doce meses, se ha firmado un volumen de contratos Offshore de 4.211 MW, 2,1 veces el volumen firmado en los doce meses a junio de 2019 (2.004 MW), por un importe de 5.121 M€, +67% a/a.

En 3T 20 se firma un nuevo contrato condicional: 1,4 GW para el parque de Sofia en el Reino Unido, 100 aerogeneradores SG 14-222 DD. Con este nuevo contrato condicional y la conversión de 2,9 GW en contratos en firme durante el trimestre, la cartera condicional asciende a 9,3 GW a final de junio de 2020. Dentro de la cartera de pedidos condicionales y acuerdos preferentes de suministro, 4,3 GW corresponden al nuevo aerogenerador marino SG 14-222 DD, 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).

Por último, cabe destacar el fuerte desempeño de la actividad comercial de Servicios, con un volumen de contratación de 1.115 M€ en 3T 20, un 20% superior a la entrada de pedidos en 3T 19 y equivalente a una ratio de *Book-to-Bill* de 2,4 veces las ventas del trimestre. La fortaleza de la actividad comercial de Servicios está también ligada al mercado Offshore con la firma de contratos de mantenimiento para los parques de Fécamp (15 años) y Saint Briec (10 años). Además, en línea con la estrategia de ganar contratos de tecnologías de terceros, Siemens Gamesa ha firmado 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 y de tecnología Senvion. Desde la adquisición de los activos de Servicios de Senvion la compañía ha firmado un total de 557 MW de contratos de mantenimiento de dicha tecnología.

En los últimos doce meses, Servicios ha firmado contratos por un total de 4.054 M€, un 59% por encima del volumen de contratos firmados en los últimos doce meses a junio de 2019. La duración media de los contratos firmados durante el último trimestre asciende a 9 años.

Tabla 2: Entrada de Pedidos (M€)

	1T 19	2T 19	3T 19	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20
AEG	2.195	1.717	3.735	2.386	3.158	1.424	4.227
Onshore	1.799	1.200	1.695	2.240	1.611	1.350	872
Offshore	396	517	2.040	146	1.547	74	3.355
Servicios	346	749	931	690	1.470	779	1.115
Grupo	2.541	2.466	4.666	3.076	4.628	2.203	5.342

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

Esta reducción en los precios que se hizo especialmente visible tras la puesta en marcha de las primeras subastas en México, India, o España durante 2016 y 2017, se ha ido estabilizando desde comienzos del ejercicio fiscal 2018 y ha continuado haciéndolo en FY 19 y en los primeros nueve meses de FY 20.

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 venta¹² está influenciado por factores adicionales al precio del aerogenerador como son el país, el alcance del contrato o el mix de máquina, y cuya evolución no está directamente alineada con la rentabilidad. Estos impactos se aprecian en la evolución trimestral del precio medio y se hicieron especialmente relevantes durante el primer trimestre de FY 20 con la fuerte contribución de los pedidos procedentes de China donde el alcance del producto excluye la torre. Durante 3T 20, el principal impacto en el precio medio se produce por un menor alcance de proyecto y por la mayor contribución de las plataformas de mayor potencia nominal (> 4 MW), que contribuyen un 70% a la entrada de pedidos en 3T 20.

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

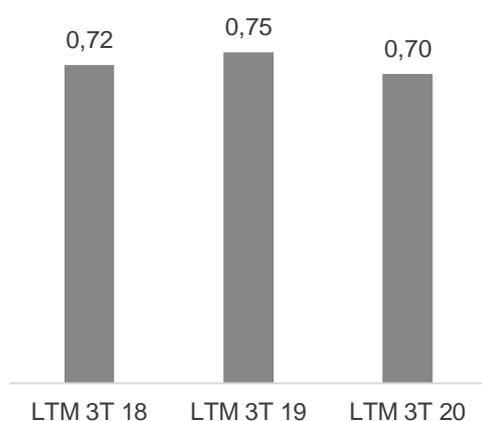
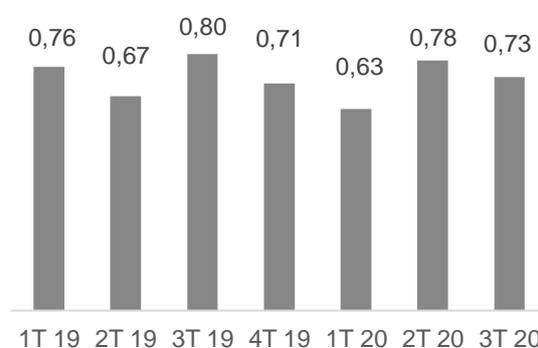


Ilustración 6: Precio medio de venta – entrada de pedidos Onshore (M€/MW)



¹²El cálculo del precio medio de venta excluye los pedidos solares.

Principales magnitudes del desempeño económico-financiero

En la siguiente tabla se recogen las principales magnitudes económico-financieras del tercer trimestre (abril-junio) de FY 20 (3T 20) y FY 19 (3T 19), y la variación entre ambos, y de los primeros nueve meses de FY 20 (9M 20) y su variación con respecto a las cifras de los primeros nueve meses de FY 19 (9M 19).

Tabla 3: Principales magnitudes del desempeño económico-financiero

M€	3T 19	3T 20	Var. a/a	9M 20	Var. a/a
Ventas del Grupo	2.632	2.411	-8,4%	6.615	-9,2%
AEG	2.242	1.947	-13,2%	5.390	-13,2%
Servicios	390	464	+19,0%	1.226	+13,8%
Volumen AEG (MWe)	2.394	2.627	+9,7%	6.742	-2,4%
Onshore	1.699	1.876	+10,4%	5.271	+7,0%
Offshore	694	751	+8,2%	1.471	-25,7%
EBIT pre PPA y antes de costes de I&R	159	-161	N.A.	-264	N.A.
Margen EBIT pre PPA y antes de costes de I&R	6,1%	-6,7%	-12,7 p.p.	-4,0%	-10,5 p.p.
Margen EBIT AEG pre PPA y antes de costes de I&R	3,4%	-13,2%	-16,6 p.p.	-9,9%	-13,7 p.p.
Margen EBIT Servicios pre PPA y antes de costes de I&R	21,3%	20,6%	-0,7 p.p.	22,1%	-0,4 p.p.
Amortización de PPA ¹	67	68	+1,8%	203	+1,6%
Costes de integración y reestructuración	36	243	6,7x	352	3,9x
EBIT reportado	56	-472	N.A.	-819	N.A.
Beneficio neto pre PPA y antes de costes de I&R	95	-236	N.A.	-399	N.A.
Beneficio neto reportado atribuible a los accionistas de SGRE	21	-466	N.A.	-805	N.A.
Beneficio neto por acción de los accionistas ²	0,03	-0,69	N.A.	-1,19	N.A.
CAPEX	127	151	+23	352	+36
CAPEX/ventas (%)	4,8%	6,3%	+1,4 p.p.	5,3%	+1,0 p.p.
Capital circulante	238	-1.498	-1.736	-1.498	-1.736
Capital circulante/ventas LTM (%)	2,4%	-15,7%	-18,1 p.p.	-15,7%	-18,1 p.p.
(Deuda)/Caja neta	-191	-90	+101	-90	+101
(Deuda) neta/EBITDA LTM	-0,22	-0,94	-0,7	-0,94	-0,7

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: 3T 19: 679.527.345; 3T 20: 679.517.513; 9M 20: 679.516.874.

El desempeño económico financiero del Grupo durante 3T 20 refleja principalmente:

- El impacto de la pandemia, que, aunque continúa afectando fundamentalmente a la actividad Onshore, se extiende en 3T 20 al desempeño de la actividad Offshore y a Servicios.
- Costes adicionales, y por encima de lo inicialmente previsto, derivados de los retos en la ejecución de la cartera Onshore en el norte de Europa, que se ve impactada de forma indirecta por la pandemia.
- Costes derivados de la volatilidad y la ralentización del mercado Onshore en India, acentuados también por la pandemia, que en el país ha conllevado una de las suspensiones más largas de la actividad económica.

Durante 3T 20 el impacto principal de la pandemia procede: i) del retraso en la ejecución de proyectos Onshore, que traslada parte de la actividad a 4T 20 pero principalmente al ejercicio fiscal 2021, tanto por las disrupciones en la cadena de suministro como por el cierre temporal de las fábricas en India y España, ii) del coste de sub-actividad,

iii) del aumento de costes por prolongación de proyectos y mayores costes de transporte y iv) del aumento del precio de ciertas materias primas como la madera de balsa por las interrupciones en el suministro. A finales de junio, las actividades de fabricación han vuelto a operar con normalidad excepto en India y Brasil donde siguen operando por debajo de su capacidad. El impacto directo de la COVID-19 en el tercer trimestre asciende a 93 M€.

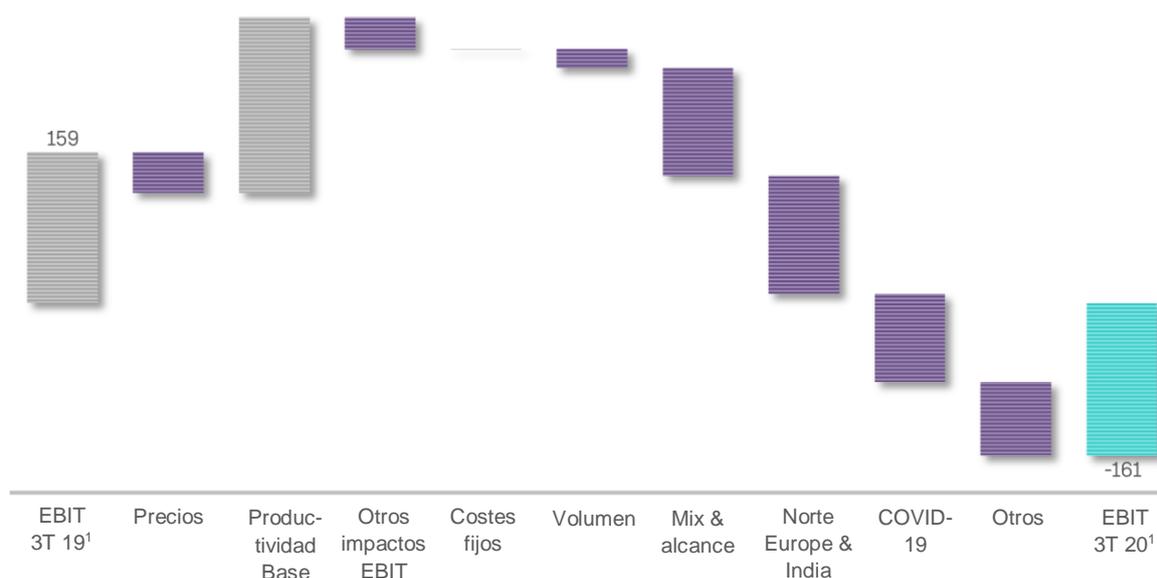
En este entorno las ventas del Grupo en 3T 20 han ascendido a 2.411 M€, un 8% por debajo de las ventas alcanzadas en 3T 19.

El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de 3T 20 alcanza -161 M€, equivalente a una reducción del margen sobre ventas de 13 puntos porcentuales año a año, hasta un -6,7%. El impacto procedente del COVID-19 ha sustraído 3,9 puntos porcentuales del margen.

La evolución del EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración del Grupo en 3T 20 refleja el impacto de los siguientes factores:

- (-) La reducción de precios incorporada en el libro de pedidos (Onshore, Offshore y Servicios) al comienzo del ejercicio.
- (+) Las mejoras de productividad y costes fijos procedentes del programa L3AD2020 que compensan la reducción de precios.
- (-) El impacto negativo del menor volumen de ventas Offshore, que baja un 21% a/a.
- (-) El mix de proyectos del Grupo.

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



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

Adicionalmente a estos 4 factores, cuyo impacto durante 3T 20 está alineado con las previsiones de la compañía, la variación anual se ha visto impactada por la continua ralentización del mercado indio y costes adicionales en la ejecución de proyectos en el norte de Europa, por encima de lo previsto en 1T 20, 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, durante los primeros nueve meses, Siemens Gamesa ha reconocido como parte del EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración partidas por un importe de 95 M€ y 183 M€ correspondientes a desviaciones en el coste de proyectos.

El impacto del PPA en la amortización de intangibles se sitúa en 68 M€ en 3T 20 (67 M€ en 3T 19) y los costes de integración y reestructuración (I&R) en 243 M€ en el mismo periodo (36 M€ en 3T 19).

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 nueva demanda que se espera en los próximos años, demanda que ha vuelto a recibir un recorte significativo en 2020, que se reducen a 2,5 GW frente a 3,5 GW esperados en el primer trimestre de 2020 (año natural).
- Reestructuración de capacidad en EMEA para adaptarse a los modelos de mayor tamaño demandados por el mercado, con el cierre de la fábrica de Aoiz.
- 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.

Aunque las perspectivas a corto y medio plazo en India han disminuido, las perspectivas a largo plazo continúan intactas con un promedio anual de instalaciones de 7 GW en la segunda mitad de la década. Por esta razón Siemens Gamesa mantiene su compromiso con el mercado indio con el lanzamiento del nuevo modelo de aerogenerador SG 3.4-145, especialmente diseñado y optimizado para este mercado, que ofrece un incremento de un 48% en la producción anual de energía en comparación con su predecesor, el SG 2.2-122.

Los gastos financieros netos han ascendido a 11 M€ en 3T 20 (20 M€ en 3T 19). Las pérdidas generadas en el trimestre dan lugar a un ingreso fiscal de 19 M€ (14 M€ en gasto en 3T 19).

Como resultado, el Grupo termina con una pérdida neta pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de 236 M€ en 3T 20. La pérdida neta reportada, que incluye el impacto de la amortización procedente del PPA y de los costes de integración y reestructuración, ambos netos de impuestos por un importe total de 230 M€ en 3T 20, asciende a 466 M€ frente a un beneficio de 21 M€ generado en 3T 19. La pérdida neta por acción para los accionistas de Siemens Gamesa asciende a 0,69 €.

Con respecto al desempeño en los primeros nueve meses del ejercicio, Siemens Gamesa alcanza unas ventas de 6.615 M€ y un EBIT pre PPA y antes de integración y reestructuración de -264 M€, equivalente a un margen sobre ventas de un -4,0%. El impacto de la pandemia en los primeros nueve meses del ejercicio asciende a 149 M€ equivalente a 2,3% sobre las ventas del periodo. El impacto del PPA en la amortización de intangibles asciende a 203 M€ y los gastos de integración y reestructuración a 352 M€. El beneficio neto reportado atribuible a los accionistas asciende a -805 M€ tras unos gastos financieros netos de 43 M€ y un ingreso por impuestos de 60 M€.

En los primeros nueve meses de FY 20, los gastos de integración y reestructuración incluyen, entre otros, las siguientes partidas relacionadas con el deterioro del mercado Indio y el plan de reestructurar las operaciones de Siemens Gamesa en dicho mercado: un deterioro de los activos intangibles por 82 M€, una reducción de inventarios por 102 M€, incluyendo *landbank*, y un deterioro de activos fijos tangibles (PPE) por 11 M€. De este importe 157 M€ se han contabilizado en 3T 20.

Las políticas de capital circulante puestas en marcha en FY 19 y la fortaleza de la actividad comercial, han permitido mejorar el circulante a pesar del impacto de la pandemia en la ejecución de proyectos. 3T 20 termina con una cifra de capital circulante de -1.498 M€ equivalente a -15,7% sobre las ventas de los últimos doce meses, una mejora de 1.736 M€ o 18,1 p.p. sobre las ventas, con respecto al capital circulante en 3T 19. La mejora del capital circulante desde comienzo del ejercicio ha sido de 655 M€, equivalente a 7 p.p. sobre las ventas.

Tabla 4: Capital circulante (M€)

Capital circulante (M€)	1T 19 ¹	2T 19	3T 19	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	Var. a/a
Cuentas a cobrar	1.135	1.171	1.460	1.308	1.108	1.073	1.211	-248
Existencias	1.925	2.006	2.044	1.864	2.071	2.115	2.064	20
Activos por contrato	2.033	1.771	1.952	2.056	1.801	1.808	1.715	-238
Otros activos corrientes	417	464	651	461 ²	578	466	584	-68
Cuentas a pagar	-2.557	-2.505	-2.733	-2.886	-2.471	-2.544	-2.781	-48
Pasivos por contrato	-2.340	-1.991	-2.267	-2.840	-3.193	-3.101	-3.362	-1.094
Otros pasivos corrientes	-641	-706	-869	-798	-833	-682	-929	-60
Capital circulante	-27	211	238	-833	-939	-865	-1.498	-1.736
Var. t/t	515	238	28	-1.071	-106 ²	74	-633	
Capital circulante/Ventas LTM	-0,3%	2,2%	2,4%	-8,1%	-9,4%	-8,8%	-15,7%	

1. A efectos comparables después de la aplicación de NIIF 9, afectando al balance de apertura del primer trimestre de FY 19: la tabla anterior refleja una disminución en el epígrafe "Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar" de 3 M€ y una disminución en el epígrafe "Activos por contrato" de 3 M€, con el correspondiente efecto en el patrimonio del Grupo que disminuye en 4,6 M€ (incluyendo el efecto fiscal).
2. La aplicación de la NIIF 16 modifica el saldo de apertura de la cuenta "Otros activos corrientes" en 10 M€: de 461 M€ a cierre del año fiscal 2019 a 451 M€ a apertura del ejercicio fiscal 2020. El capital circulante a apertura de FY 20 asciende a -843 M€, 10 M€ menos que el capital circulante a cierre de FY 19. Teniendo en cuenta el impacto de la aplicación de la NIIF 16, la variación de capital circulante durante el primer trimestre de FY 20 asciende a una reducción de 95 M€.

El CAPEX de 3T 20 se sitúa en 151 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.

La introducción de la NIIF 16 en FY 20¹³ 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 FY 19). Como resultado, la posición de caja neta a 30 de septiembre de 2019 de 863 M€ pasa a una posición de caja neta de apertura de FY 20 (1 de octubre de 2019) de 280 M€. Teniendo en cuenta el impacto del cambio contable, la evolución anual de la posición de caja (deuda) neta mejora en c. 707 M€¹⁴, hasta una cifra de deuda neta de 90 M€. Esta mejora se produce después de completar el pago por la adquisición de los activos de Servicios de Servion en 2T 20 y la planta de palas de Vagos en 3T 20 (ver nota sobre el impacto de la adquisición de activos de Servion en el apéndice).

Durante el primer trimestre de FY 20 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. A final de 3T 20, la compañía contaba con líneas de financiación totales de c. 4.000 M€, de las que ha dispuesto de c. 1.200 M€. De las líneas no dispuestas c. 2.500 M€ se encuentran totalmente comprometidas por las entidades financieras, con un plazo de amortización de FY 21 (ejercicio fiscal 2021) para c. 500 M€ y FY 25 (ejercicio fiscal 2025) para c. 2.000 M€.

¹³El 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. El importe de los pasivos por arrendamiento a 30 de junio de 2020: 112 M€ a corto plazo y 494 M€ a largo plazo.

¹⁴Deuda financiera neta a 30 de junio de 2019: 191 M€, aumento de la deuda por introducción de NIIF 16 en FY 20, a 30 de junio de 2020: 606 M€, deuda neta a 30 de junio de 2020: 90 M€.

Aerogeneradores

Tabla 5: Aerogeneradores (M€)

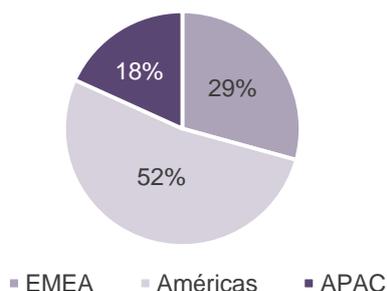
M€	1T 19	2T 19	3T 19	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	Var. a/a
Ventas	1.904	2.060	2.242	2.527	1.634	1.808	1.947	-13,2%
Onshore	1.103	1.243	1.229	1.650	1.116	1.149	1.143	-7,0%
Offshore	801	817	1.013	877	518	660	805	-20,6%
Volumen (MWe)	2.129	2.383	2.394	2.585	1.932	2.183	2.627	+9,7%
Onshore	1.520	1.707	1.699	2.009	1.747	1.649	1.876	+10,4%
Offshore	609	676	694	576	185	534	751	+8,2%
EBIT pre PPA y antes de costes I&R	51	106	76	149	-224	-54	-256	N.A.
Margen EBIT pre PPA y costes I&R	2,7%	5,1%	3,4%	5,9%	-13,7%	-3,0%	-13,2%	-16,6 p.p.

Durante el tercer trimestre del ejercicio fiscal 2020 las ventas de la división de Aerogeneradores ascienden a 1.947 M€, un 13% por debajo de las ventas de 3T 19, una contracción similar a la experimentada por las ventas a 9M 20, que ascienden a 5.390 M€.

La contracción de las ventas de Aerogeneradores en 3T 20 se produce por una reducción de las ventas Offshore (-21% a/a), prácticamente en línea con la planificación anual, y un descenso de las ventas Onshore (-7% a/a), segmento que sufre el mayor impacto de la COVID-19 en la ejecución de proyectos. En este sentido, las ventas Onshore que descienden a 1.143 M€, reflejan una caída en la actividad de instalación de un 22% a/a, con 1.327 MW instalados en 3T 20 frente a 1.695 MW instalados en 3T 19. La ralentización del mercado indio y de la incertidumbre en el mercado mexicano son especialmente relevantes.

Durante 3T 20, EE.UU., Chile, Suecia y China son los mayores contribuyentes a las ventas de Onshore (en MWe), con un 29%, un 14%, un 9% y un 8% de participación respectivamente.

Ilustración 8: Volumen de ventas (MWe) AEG ON 3T 20 (%)



Por su parte, Offshore experimenta una contracción de sus ventas que alcanzan un importe de 805 M€, un 21% inferior a las ventas de 3T 19, con un volumen de 751 MWe, un 8% por encima del volumen de 3T 19 pero con una menor actividad de instalación que disminuye un 45% desde 931 MW en 3T 19 hasta 514 MW instalados en 3T 20. Tanto el volumen de fabricación como el de instalación se ven ligeramente afectados por la COVID-19. Los retrasos de la actividad Offshore esperan recuperarse en el cuarto trimestre para terminar el año con la actividad de ventas esperada al comienzo del ejercicio.

El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración desciende a -256 M€ en 3T 20, equivalente a un margen sobre ventas de -13,2%, 16,6 puntos porcentuales por debajo del margen EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de 3T 19. En 9M 20, el EBIT pre PPA y antes de costes de I&R desciende a -534 M€, equivalente a un margen EBIT de -9,9%, 13,7 puntos porcentuales por debajo del EBIT pre PPA y costes de I&R en 9M 19.

Tanto en 3T 20 como en 9M 20, 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 del segmento 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. En India, por segunda vez desde Enero de 2020, se reducen las expectativas de demanda (-1,0 GW en la última revisión de Wood Mackenzie¹⁵) mientras que en México las medidas anunciadas por el gobierno, favorables a las fuentes de energía fósiles, han aumentado la incertidumbre con un impacto claro en la actividad renovable (con una reducción de la demanda estimada de instalaciones eólicas para el periodo 2020-2024 de un 14% según Wood Mackenzie).
- 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.

En este entorno, junto con el nombramiento de Andreas Nauen como *CEO*, la compañía ha lanzado una serie de medidas para recuperar la rentabilidad de las operaciones Onshore:

- 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. Adicionalmente y con el objetivo de conseguir una mejora conjunta de la rentabilidad de los clientes y de la compañía, se introduce el aerogenerador SG 3.4-145, especialmente diseñado y optimizado para este mercado, con un incremento de un 48% en la producción anual de energía en comparación con su predecesor, el SG 2.2-122.
- Optimización adicional de la capacidad fabril en Onshore adaptándola a las necesidades de producto (cierre de la planta de palas de Aoiz) y de coste (adquisición de la planta de palas de Vagos, Portugal) que exige el mercado.
- Lanzamiento del programa LEAP focalizado en acelerar el cumplimiento de los objetivos a largo plazo del Grupo, recuperando la rentabilidad en el negocio Onshore y asegurando el liderazgo y el crecimiento rentable en Offshore y Servicios. El programa se presentará en detalle el 27 de agosto, durante el día del mercado de capitales, y se apoya en tres pilares: innovación, productividad y gestión de activos, y la excelencia operativa. La reducción del perfil de riesgo en el modelo de negocio Onshore, especialmente en las actividades de desarrollo y EPC, el fortalecimiento de las funciones de control de proyectos o la transferencia de las mejores prácticas corporativas a lo largo de la organización, son algunas de las medidas directamente destinadas a prevenir situaciones similares a lo sucedido en la ejecución de proyectos en el norte de Europa o en India.

A pesar de las dificultades de las operaciones Onshore, es importante destacar que durante 3T 20 y gracias al compromiso de los empleados de la compañía y a las medidas puestas en marcha para combatir la pandemia, Siemens Gamesa ha completado y entregado a tiempo el parque de Mesquite Star en Texas con 419 MW.

¹⁵Wood Mackenzie: *Global Wind Outlook Q2 20*. Junio 2020.

Servicios de Operación y Mantenimiento

Tabla 6: Operación y mantenimiento (M€)

M€	1T 19	2T 19	3T 19	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	Var. a/a
Ventas	358	330	390	417	366	395	464	19,0%
EBIT pre PPA y costes I&R	87	73	83	100	88	87	96	15,2%
Margen EBIT pre PPA y costes I&R	24,3%	22,0%	21,3%	24,1%	24,1%	21,9%	20,6%	-0,7 p.p.
Flota en mantenimiento (MW)	56.828	56.875	58.708	60.028	63.544	71.476	72.099	22,8%

En la actividad de Servicios, las ventas suben un 19,0% con respecto a 3T 19 hasta 464 M€. Este crecimiento está impulsado por la integración de los activos de Servicios adquiridos a Senvion en enero de 2020, que compensa el impacto de la pandemia. El crecimiento de las ventas en los nueve primeros meses asciende a un 13,8% a/a, y refleja también la integración de los activos de Senvion.

La flota bajo mantenimiento se sitúa en 72,1 GW, un 23% por encima de la flota bajo mantenimiento en 3T 19. La flota Offshore, con 11,2 GW bajo mantenimiento, se mantiene plana mientras que la flota de Onshore crece un 28% a/a hasta los 60,9 GW apoyado principalmente por la integración de la flota adquirida a Senvion. La tasa de renovación supera el 90% en el trimestre, en línea con la tasa de renovación en 3T 19. La flota en mantenimiento de terceras tecnologías se sitúa en 10,3 GW¹⁶ a 30 de junio de 2020.

El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de Servicios asciende a 96 M€ en 3T 20, equivalente a un margen sobre ventas de un 20,6%, prácticamente estable a/a (21,3% en 3T 19).

El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración asciende a 271 M€ en 9M 20, equivalente a un margen EBIT de 22,1%, estable comparado con el mismo periodo del año anterior.

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) e incluye flota de terceros de compañías no adquiridas incluyendo la flota de los activos de Senvion.

Sostenibilidad

En la siguiente tabla se recogen los principales indicadores de sostenibilidad de los periodos 9M 19 y 9M 20, y su variación anual.

Tabla 7: Principales magnitudes de sostenibilidad

	9M 19	9M 20 (*)	Var. a/a
Seguridad y salud laboral			
Ratio accidentes con baja por millón horas trabajadas (LTIFR) ¹	1,85	1,36	-26%
Ratio accidentes registrables por millón horas trabajadas (TRIR) ²	4,96	3,06	-38%
Medioambiente			
Energía primaria (directa) empleada (TJ)	348	404	16%
Energía secundaria (indirecta) empleada (TJ)	461	552	20%
de la cual, Electricidad (TJ)	379	484	28%
de origen renovable (TJ)	285	313	10%
de fuentes de combustión convencionales (TJ)	94	171	81%
porcentaje de electricidad renovable (%)	75	65	-14%
Consumo de agua de red (miles de m3)	240	326	36%
Residuos generados (kt)	32	51	56%
de los cuales, peligrosos (kt)	6	8	41%
de los cuales, no peligrosos (kt)	27	43	59%
Residuos reciclados (kt)	21	36	70%
Empleados			
Número de empleados (a final de ejercicio) ³	24.284	24.614	1%
empleados < 35 años (%)	38,5	37,2	-3%
empleados entre 35-44 años (%)	36,3	37,2	3%
empleados entre 45-54 años (%)	18,3	18,9	3%
empleados entre 55-60 años (%)	4,3	4,6	7%
empleados > 60 años (%)	2,1	2,2	4%
empleados no clasificados (%) ⁴	0,5	0	-
Mujeres en plantilla (%)	18,8	18,9	0%
Mujeres en posiciones directivas (%)	12,3	11,2	-8%
Cadena de suministro			
Número de proveedores tier 1	17.428	16.282	-7%
Volumen de compra (€m)	6.144	5.287	-14%

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. El total de la plantilla y la posterior segregación no incluye la reciente adquisición de Servion que contribuye alrededor de 1.600 empleados.
4. Según la regulación específica de algunos países, la información sobre la edad no se refleja en los registros de datos.

(*) Cifras no auditadas

Seguridad y salud

Al cierre del periodo debemos lamentar un registro acumulado de cuatro víctimas mortales, un empleado de SGRE, el 13 de febrero en España, y tres contratistas, uno el 18 de enero en Noruega, otro el 5 de febrero en Brasil y un tercero, el 20 de junio, también en Brasil.

La Seguridad y salud laboral es un pilar clave para Siemens Gamesa. Nada es más importante. Es parte esencial de la gestión de riesgos y de los controles internos del Grupo. Al cierre del periodo de reporte 9M 20, el índice de frecuencia de accidentes con baja (LTIFR) fue de 1,36 (1,85 a cierre del tercer trimestre de 19). El índice total de incidentes registrables (TRIR) se situó en 3,06 (4,96 a cierre del tercer trimestre de 19). Siemens Gamesa actúa de forma proactiva en el análisis de las causas de los accidentes y dispone de indicadores de gestión que muestran

el nivel de cumplimiento de esta filosofía de trabajo en la gestión diaria. Esto incluye, por ejemplo, la realización de inspecciones de seguridad, observaciones de seguridad y auditorías de seguridad y salud.

Debido al progreso de la pandemia Covid-19, que sigue extendiéndose rápidamente por todo el mundo, Siemens Gamesa se ha asegurado de minimizar el impacto tanto para los clientes, como para los empleados y para Siemens Gamesa en general a través de medidas para evitar la propagación del virus, con el fin de minimizar el riesgo para los empleados.

Medioambiente

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

El consumo total de energía durante el período de referencia ascendió a 955.566 GJ (18% más que al final del tercer trimestre de 2019). El consumo de energía acumulado por empleado y año fue asciende a 39 GJ. La proporción de energía primaria (incluye la energía destinada a fuentes de combustión directa como el fuel-oil, la gasolina, el gas natural o los gases licuados de petróleo) es del 42%, mientras que la energía secundaria (principalmente la electricidad y la calefacción urbana) representa el 58% del total.

El volumen total de residuos ascendió a 50.671 toneladas en los nueve meses del año fiscal 20. La mayor parte de los residuos producidos -hasta en un 84% son no-peligrosos. Además, la tasa de reciclabilidad de todos los residuos producidos en Siemens Gamesa es del 72%, por lo que la mayor parte de los residuos se reciclan.

Empleo

Al final del tercer trimestre del año fiscal 20, sin considerar la plantilla de los activos adquiridos a Senvion (c. 1.600 empleados), la plantilla total ascendía a 24.614 empleados. Desde una perspectiva regional, Europa, Oriente Medio y África es la región con la mayor proporción de plantilla (66%), seguida de Asia y Australia (20%) y América (14%). La proporción de mujeres en plantilla representa el 18,9% de la fuerza laboral total. Por regiones, las mujeres representan el 21% de la fuerza laboral en Europa, Medio Oriente y África, el 20% en América y el 10% en Asia y Australia.

Siemens Gamesa tiene 249 empleados en puestos directivos al final del tercer trimestre del ejercicio fiscal 20, de los cuales el 11,2% son mujeres. Esta proporción ha mejorado 0,4 p.p. con respecto al cierre S1 20, y se espera que esta proporción aumente, en línea con la aplicación de las mejores prácticas de empleo.

Proveedores

El volumen de compra al cierre del tercer trimestre del año fiscal 20 asciende a 5.287 millones de euros, procedentes de más de 16.000 proveedores tier-1. Estos proveedores se benefician de un proceso de selección imparcial y son evaluados para asegurar que cumplen con los altos estándares de calidad requeridos por nuestro enfoque de excelencia. Como base de la sostenibilidad de los proveedores, y en cumplimiento de la política del Grupo, el Código de Conducta para Proveedores e Intermediarios Terceros es de obligado cumplimiento y establece los requisitos vinculantes del Grupo.

Índices ESG

Siemens Gamesa es constituyente de prestigiosos 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) en la evaluación de los ratings MSCI ESG, lo que permite la inclusión de la compañía en dichos índices con una calificación de grado de inversión. Además, en este trimestre, Vigeo-Eiris confirmó que Siemens Gamesa Renewable Energy ocupa el puesto 1 de 25 en el sector Electric Components & Equipment. Debido al buen desempeño ESG, Siemens Gamesa está actualmente incluida en los siguientes índices impulsados por Vigeo Eiris :i) Euronext Vigeo Europe 120; ii) Euronext Vigeo Eurozone 120; iii) Euronext Eurozone ESG Large 80 index y iv) Ethibel Sustainability Index-Excellence Europe.

Perspectivas

Entorno económico¹⁷

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. El relativo desconocimiento del virus, su estacionalidad y si se contendrá tras una sola oleada o se producirán varias, hace difícil hacer una estimación definitiva del impacto económico.

En este sentido, el Fondo Monetario Internacional (FMI)¹⁸, en su segundo informe desde la declaración de la pandemia, reduce de nuevo sus expectativas para la economía mundial, proyectando una contracción de un 4,9% (-1,9 p.p.) en 2020 y un crecimiento de un 5,4% (-0,4 p.p.) en 2021, excediendo así levemente el nivel de 2019. En este escenario base, el FMI no descarta un posible resurgimiento de casos en algunos países, pero no contempla un segundo brote generalizado de la pandemia.

Para el grupo de las economías avanzadas se produciría una contracción del 8,0% en 2020 (-1,9 p.p.), con desaceleraciones profundas en EE.UU. (-8,0%), Japón (-5,8%), Reino Unido (-10,2%), Alemania (-7,8%) y España (-12,8%). En 2021, se proyecta un crecimiento de un 4,8% (+0,3 p.p.), con lo que el PIB se ubicaría alrededor de un 4% por debajo del nivel de 2019. Para el grupo de las economías emergentes, la contracción en 2020 sería del 3,0% (-2,0 p.p.) alcanzando en India un -4,5%, con un periodo de confinamiento más largo y una recuperación más lenta de lo previsto en abril. En América Latina, donde la mayoría de los países están aún luchando por contener las infecciones, se proyectan unas contracciones de un 9,1% y un 10,5% en Brasil y México, sus dos economías más grandes. En China, donde la recuperación de la inversión y los servicios hasta mayo ha sido más vigorosa de lo esperado, se estima un crecimiento de un 1,0% en 2020. Para este grupo, se proyecta un crecimiento de un 5,9% (-0,7 p.p.) en 2021 impulsado principalmente por el repunte pronosticado para China.

Debido a la incertidumbre alrededor de estas proyecciones por factores como la duración de la pandemia o los confinamientos necesarios, el FMI plantea otros dos escenarios alternativos:

- Escenario 1 – segundo brote mundial de COVID-19 a principios de 2021: se estima una disminución del PIB mundial de un 4,9% en 2021 en relación con el escenario base, que se corregiría solo parcialmente en 2022. Si el segundo brote se produjera en otoño, el impacto sobre la actividad en 2020 sería aún mayor que en el escenario base.
- Escenario 2 - recuperación más rápida: provocaría una mejora del PIB en 2020 de alrededor de un 1%, con la recuperación afianzándose en 2021 con un PIB un 3% superior al escenario base (en ambos casos).

La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE)¹⁹ hace una estimación equivalente, con una contracción de la economía mundial del 6,0% en 2020 y un crecimiento del 5,2% en 2021 en el escenario de que se produzca un solo brote, destacando que la caída del PIB durante el periodo de bloqueo ha sido superior al 20% en muchos países. En el escenario de que se produzca un nuevo brote de la pandemia hacia el final de 2020, la contracción en 2020 sería de un 7,6% en 2020, y la recuperación en 2021 sólo alcanzaría el 2,8%.

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 sus compromisos de mitigación del cambio climático, mientras que los cambios en los sistemas de producción, distribución, y pagos ocurridos durante la pandemia podrían impulsar mejoras de productividad que van desde nuevas técnicas en medicina, hasta una aceleración del proceso de digitalización o de la transición de combustibles fósiles a renovables.

¹⁷Las cifras en paréntesis indican las variaciones respecto a las estimaciones previas al último informe.

¹⁸Fondo Monetario Internacional. Actualización de las perspectivas de la Economía Mundial. Junio 2020.

¹⁹OECD Economic Outlook. Junio 2020.

Perspectivas eólicas globales a largo plazo

Las perspectivas eólicas a largo plazo no se han visto afectadas por la pandemia. Más aún, y como se ha mencionado anteriormente, el impacto de la pandemia ha puesto de manifiesto la necesidad de diseñar modelos de desarrollo económico sostenibles, en los que las energías renovables ocupan una posición central.

En este marco, el mercado global de la energía continúa en transición hacia un modelo asequible, fiable y sostenible, en el que las energías renovables juegan un papel fundamental gracias a su creciente competitividad. Sin embargo, se requiere un mayor esfuerzo por parte de los gobiernos. Como indica el informe de las Naciones Unidas sobre el diferencial entre los objetivos de reducción de emisiones y los logros conseguidos²⁰, los gobiernos deben triplicar sus esfuerzos si quieren alcanzar el objetivo comprometido e introducir nuevas medidas de manera urgente cuando revisen sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDCs por sus siglas en inglés), con muchas opciones rentables para reducir rápidamente las emisiones.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE), en su último informe anual (WEO 2019)²¹, alcanza unas conclusiones similares. Las políticas y compromisos anunciados hasta la fecha por los distintos países y organizaciones supranacionales conducen a que la generación renovable, liderada por la generación eólica y fotovoltaica, supere a la generación con carbón a mitad de la próxima década, y a ralentizar el crecimiento de las emisiones, pero sin alcanzar su máximo hasta 2040, por lo que los objetivos de sostenibilidad quedan lejos de alcanzarse.

De acuerdo con WEO 2019, la capacidad eólica acumulada al final del periodo (2040) ascendería a 1.850 GW, 150 GW más de los estimados en el anterior informe anual (con más de 300 GW Offshore). Este volumen acumulado representa un nivel sostenido de instalaciones anuales promedio de 57 GW durante más de 20 años, casi un 15% superior al promedio de los últimos años (2012-2018: c. 50 GW según el Consejo Global de la Energía Eólica / Global Wind Energy Council o GWEC). En el caso de Offshore supone alcanzar más de 20 GW anuales en 2030, frente a un nivel de 4 GW instalados en 2018 y de 6 GW instalados en 2019²², y los 7 GW estimados para 2020²³.

Sin embargo, esto no es suficiente para cumplir el objetivo de un desarrollo sostenible que requiere un despliegue mayor y más rápido de generación renovable. Un escenario compatible con un crecimiento sostenible, dentro del que se encuadran, entre otros, los compromisos para combatir el cambio climático, requiere según el AIE que las renovables supongan el 80% de la nueva capacidad instalada a 2040. En este escenario, la flota eólica acumulada en 2040 ascendería a casi 3.000 GW, algo más de 1.000 GW más que en el escenario anterior, y el ritmo de instalaciones anuales ascendería hasta un promedio de 130 GW por año durante los próximos 20 años, de los que casi 30 GW serían Offshore en 2030, alcanzando los 40 GW en 2040.

De la misma forma, IRENA²⁴ también señala que los objetivos incluidos actualmente en los NDCs están lejos de ser suficientes para alcanzar los objetivos climáticos, y no reflejan las tendencias reales de crecimiento renovable ni los compromisos existentes de muchos países. Mientras que los objetivos incluidos en los NDCs supondrían alcanzar una capacidad renovable de 3,2 TW en 2030, en realidad, de acuerdo con la tendencia actual, este objetivo se alcanzaría en 2022. En este sentido, y de acuerdo con el mecanismo de ajuste incluido en el Acuerdo de París (*ratchet mechanism* según su denominación en inglés), 2020 es el primer año en el que los países firmantes deberían aumentar los objetivos recogidos en sus NDCs y alinearlos con objetivos compatibles con el control del cambio climático (con mejoras progresivas cada 5 años). IRENA considera que podrían alcanzarse de forma rentable hasta 7,7 TW (3,3 veces la capacidad instalada actual), aportando beneficios socio económicos sustanciales.

Los resultados del informe de Bloomberg New Energy Finance (BloombergNEF) sobre las perspectivas energéticas mundiales publicado en junio 2019 (NEO 2019) también coinciden. NEO 2019 prevé una transición energética cuyas conclusiones son similares al escenario de desarrollo sostenible de la AIE, en el que la competitividad de

²⁰Naciones Unidas. *Emissions Gap Report 2019*. Noviembre 2019.

²¹AIE. *World Energy Outlook 2019 (WEO 2019)*. Noviembre 2019.

²²GWEC. *Global Wind Report 2019*. Marzo 2020.

²³Wood Mackenzie. *Global Wind Power Market Outlook Update: Q2 2020*. Junio 2020.

²⁴IRENA (*International Renewable Energy Agency*), *NDCs in 2020. Advancing renewables in the power sector and beyond*. Diciembre 2019.

las energías renovables y el desarrollo de un almacenamiento cada vez más competitivo invierten el mix de potencia actual, y las renovables pasan a representar dos tercios del mix de potencia (la contribución actual de las fuentes fósiles) en el 2050. En este escenario, la energía eólica alcanza una capacidad acumulada de 2.965 GW en 2040 (un 10% más de lo estimado en el informe NEO 2018), lo que supone un ritmo anual promedio de más de 100 GW anuales, durante los próximos 20 años. En este mismo informe, BloombergNEF estima que se invertirán 13,3 billones de dólares hasta 2050 en nuevos activos de generación y el 77% o 10,2 billones de dólares se invertirán en energías renovables, de los cuales 5,3 billones de dólares se destinan a la energía eólica.

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

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

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

Hoy, la crisis del COVID-19 vuelve a mostrar la criticidad de las infraestructuras eléctricas y la necesidad de mantener la seguridad de los sistemas eléctricos. El importante descenso del consumo en países en los que se toman medidas de confinamiento (estimado en el 15% por la AIE) supone una mayor cuota de renovables en el mix de generación. Esta mayor cuota de energía eólica y solar supone una oportunidad para conocer el funcionamiento de los sistemas eléctricos más limpios del futuro, y entender las necesidades del sistema para asegurar su fiabilidad con una cuota de renovables sensiblemente mayor.

Ilustración 9: Instalaciones eólicas (GW acumulados)

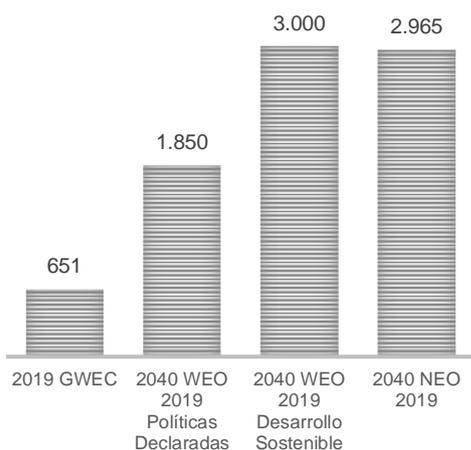
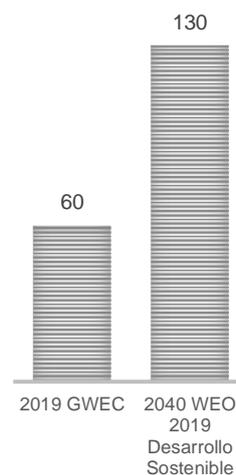


Ilustración 10: Instalaciones anuales 2019-40E (GW/año)

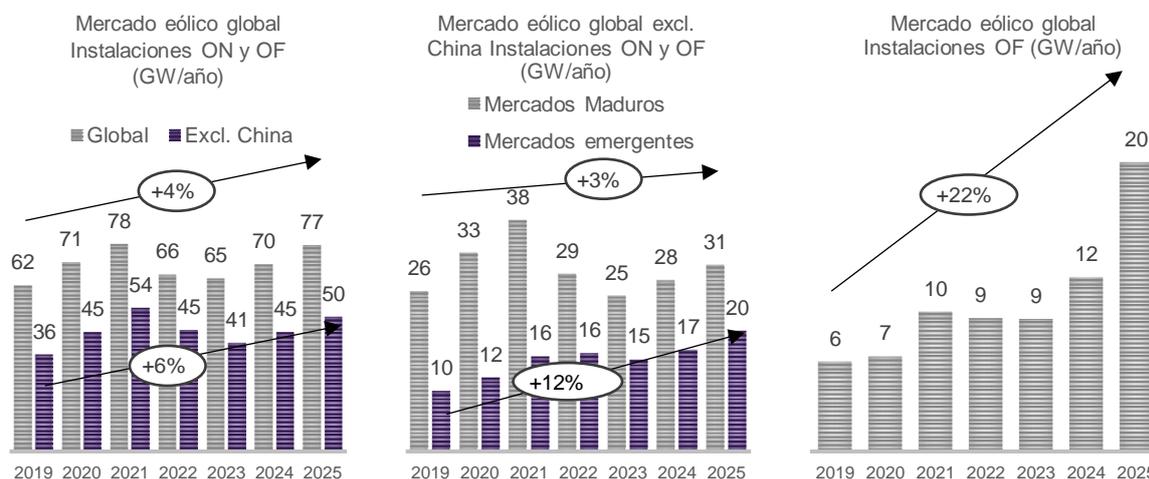


Actualización trimestral de demanda a corto y medio plazo

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 2019²⁵ (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)²⁶



Como resultado del impacto de la pandemia en la demanda y ejecución de proyectos Onshore, Wood Mackenzie (WM)²⁷ estima que las instalaciones globales llegarán a 70,7 GW en 2020 y a 77,5 GW en 2021, lo que supone una reducción de 6,0 GW para 2020 y un aumento de 3,4 GW para 2021, con respecto a sus estimaciones anteriores a la pandemia (*Global Wind Power Market Outlook Update: Q4 2019*).

La variación de las previsiones con respecto a las perspectivas del trimestre anterior (*Global Wind Power Market Outlook Update: Q1 2020*), ascienden a -2,2 GW para 2020 y un incremento de 0,7 GW para 2021. La reducción en 2020 se concentra casi en su totalidad en Onshore, con 2,2 GW menos, hasta 64,0 GW, y en India, con 1,0 GW menos, seguida por Europa (-0,9 GW).

Considerando el periodo 2020-2025, la reducción global adicional a la del trimestre anterior es de 0,4 GW, con 1,0 GW menos en Onshore y un incremento de 0,6 GW en Offshore. En Onshore, el incremento en las estimaciones de EE.UU. de 3,4 GW para este periodo, producido por la extensión de doce meses, por parte de la agencia tributaria estadounidense (IRS o *Internal Revenue Service*), del plazo para completar los proyectos que se aseguraron su elegibilidad para obtener créditos fiscales a la producción durante 2016 y 2017, se compensa con

²⁵GWEC, 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).

²⁶Wood Mackenzie. *Global Wind Power Market Outlook Update: Q2 2020*. Junio 2020. Las burbujas indican las tasas de crecimiento anual compuesto.

²⁷Wood Mackenzie. *Global Wind Power Market Outlook Update: Q2 2020*. Todas las expectativas tanto de 4T 19 (año natural) como de 1T 20 y 2T 20 (año natural) que aparecen en esta sección proceden de los informes trimestrales de previsiones globales del mercado eólico de Wood Mackenzie, excepto cuando se especifica que corresponden a BloombergNEF.

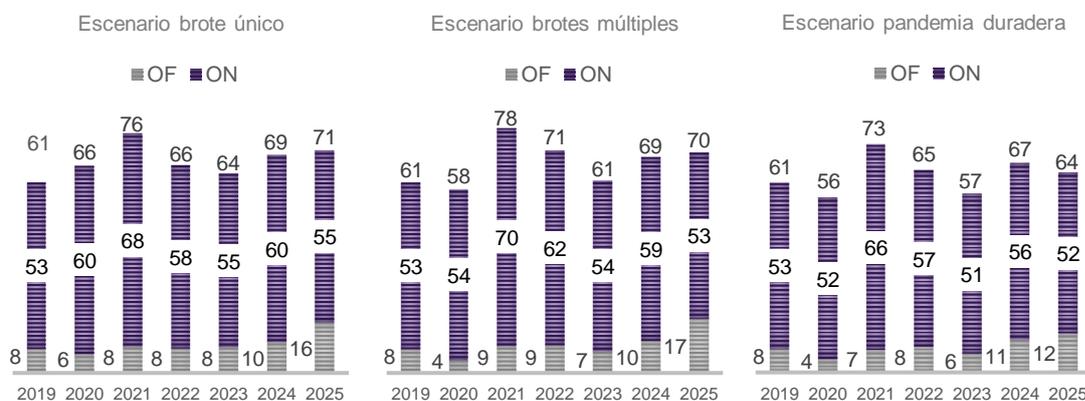
la reducción en las estimaciones en India (-1,0 GW en su totalidad en 2020) con retrasos provocados por los bloqueos en el transporte y en la importación de materias primas, África (liderado por Sudáfrica) por la caída del precio del petróleo, Canadá y México por la falta de apoyo del gobierno a los proyectos renovables. En Offshore, se incrementan las estimaciones en EE.UU. (+0,8 GW) por el incremento de los objetivos en Nueva York, y Japón (+0,7 GW) donde se esperan nuevas subastas que soporten el crecimiento a largo plazo, y se reducen en Reino Unido (-1.0 GW) por ajustes en el programa de ejecución de los proyectos.

China (125 GW), EE.UU. (51 GW), India (24 GW) y Alemania (16 GW) continúan siendo los mayores mercados Onshore, contribuyendo cerca del 60% de las instalaciones totales acumuladas que se prevén en 2020-2025. Brasil, Francia, Suecia, España y Australia, contribuyen en más de un 12% con instalaciones acumuladas entre 7 GW y 11 GW por país, en el periodo 2020-2025.

El segmento Offshore continúa siendo mucho más concentrado, a pesar de la aparición de nuevos mercados. China con 22 GW en instalaciones entre 2020 y 2025 contribuye un 33% al total de instalaciones en el periodo. Europa, liderada por Reino Unido con 11 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 6 GW respectivamente en el periodo 2020-2025.

Frente a un único escenario de demanda de Wood Mackenzie, BloombergNEF²⁸ en su último informe plantea 3 escenarios en función de la duración de la pandemia y de posibles nuevos brotes globales, con 412 GW en instalaciones acumuladas durante 2020-2025E si no hay nuevas olas de contagio; 408 GW si hay brotes globales múltiples y 382 GW si la pandemia se convierte en algo permanente. En los 2 primeros escenarios el impacto principal es un traslado temporal de proyectos. En el tercero, una recesión económica más duradera impactaría la demanda energética y reduciría el número de instalaciones. En este escenario los proyectos con más riesgo en mercados emergentes o más expuestos a los precios de la electricidad tendrán dificultades para conseguir financiación. En países con economías vulnerables como sucede en America Latina o en India, se celebrarán menos subastas y de una capacidad menor. En Europa, la financiación existente para proyectos renovables protegerá las subastas, pero los retrasos en permisos limitarán el número de proyectos que puede participar en dichas subastas. En los tres escenarios el pico de instalaciones se alcanza en 2021.

Ilustración 12: Mercado eólico global (GW instalados/año) para tres escenarios de pandemia



En el segundo escenario, en el que el total de instalaciones en el periodo 2020-2025 se reduce un -1%, la reducción se produce exclusivamente en Onshore, y se concentra en India, Suecia, EE.UU., México, Alemania y Noruega, y se compensa en gran parte con un incremento en China ya que se extendería la fecha límite para acceder a la tarifa subvencionada (FIT por sus siglas en inglés) y provocaría el inicio de construcción de proyectos que no se produciría sin esta extensión. En Offshore, se produce un ligero desplazamiento que se recupera completamente en el periodo.

En el tercer escenario la reducción en la estimación de instalaciones para el periodo 2020-2025 sería del 7%, del que un 75% correspondería a instalaciones Onshore y un 25% a instalaciones Offshore. En Onshore, la reducción

²⁸BloombergNEF: 2Q 2020 Global Wind Market Outlook. Junio 2020.

se concentra en Brasil, Italia y Vietnam además de los mercados afectados en el escenario 2. En Offshore la reducción se concentraría en Reino Unido, EE.UU. y Alemania.

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 BloombergNEF²⁹, 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 3T 20³⁰

Durante el tercer 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

- La Comisión Europea ha presentado el plan de recuperación *Next Generation EU*, un plan de estímulo económico de 0,75 billones de euros, que junto al presupuesto a largo plazo para el periodo 2021-2027, elevan la capacidad financiera del presupuesto de la Unión Europea a 1,85 billones de euros, de los cuales un 25% debe ser de naturaleza “verde”.
- China, EE.UU., Francia, Grecia, India, Irlanda, Italia, Países Bajos, Polonia o el Reino Unido, han anunciado ampliaciones en distintos plazos relacionados con las subastas y la ejecución de los proyectos, y la no aplicación de las penalizaciones correspondientes por los posibles retrasos ni por los periodos inactivos en la fase de mantenimiento. Cabe destacar la extensión de doce meses, por parte de la agencia tributaria estadounidense (IRS o *Internal Revenue Service*), del plazo para completar los proyectos que se aseguraron su elegibilidad para obtener créditos fiscales a la producción durante 2016 y 2017.
- Con respecto a la celebración de subastas, países como Alemania, Croacia, España, Francia, Grecia, Países Bajos, Polonia, y el estado de Nueva York han mostrado su intención de lanzar subastas nuevas o mantener las ya previstas durante 2020, y favorecer así el incremento de instalaciones renovables en el corto y medio plazo. Por otro lado, países como Brasil, Sudáfrica, Canadá, India o Ecuador han retrasado subastas ya previstas o la propuesta de subastas.
- En México, se han aprobado medidas temporales para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico que, aunque están actualmente suspendidas, perjudican a los proyectos renovables. Entre estas medidas se encuentran un acceso a red preferencial para las energías no intermitentes, y la suspensión de los test operativos previos para las energías limpias.

²⁹BloombergNEF. *1H 2020 Wind Turbine Price Index*. Junio 2020.

³⁰Esta 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.

COP26 - Naciones Unidas - Cumbre del Clima

- La próxima cumbre del clima de Glasgow, inicialmente prevista en noviembre de 2020, tendrá lugar en noviembre de 2021.

Global

- La Coalición de Acción de Energía Renovable Oceánica (OREAC por sus siglas en inglés), liderada por Orsted y Equinor, y que incluye a otros 15 importantes actores de la industria eólica entre los que se encuentra Siemens Gamesa, ha anunciado su visión de que las instalaciones Offshore en todo el mundo podrían alcanzar 1.400 GW en 2050, impulsando la descarbonización y una recuperación económica verde frente a la crisis del COVID-19. OREAC publicará este año un informe identificando las acciones necesarias para ayudar a la industria y a las administraciones en este objetivo de alcanzar 1.400 GW.

Unión Europea

- La Comisión Europea, en el marco del Pacto Verde Europeo, ha lanzado a consulta pública (i) el potencial incremento del objetivo de reducción de emisiones descrito en versiones anteriores de este informe³¹, y (ii) un nuevo mecanismo de financiación para apoyar proyectos de energías renovables facilitando la participación de distintos Estados miembros en los proyectos, y alcanzar los objetivos de energías renovables individuales y colectivos de la Unión, que debe estar implementado en 2021.
- La Agencia Ejecutiva de Innovación y Redes, a través del Fondo de Innovación creado en junio de 2020, subvencionará con 1.000 M€ proyectos a gran escala de innovación en tecnologías limpias, entre las que se encuentra la producción de hidrógeno con renovables, la eólica flotante, o proyectos híbridos que combinen eólica con soluciones de almacenamiento o con energía solar.
- Además, se ha presentado la estrategia para impulsar el hidrógeno renovable y apoyar así la descarbonización de la industria, el transporte, la generación de energía y la construcción. La estrategia contempla el apoyo a la instalación de 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 alcanzar este objetivo, la inversión en electrolizadores podría ser de entre 24.000 M€ y 42.000 M€, y la inversión en capacidad eólica y solar para alimentar los electrolizadores entre 220.000 M€ y 340.000 M€ (entre 80 GW y 120 GW).

Alemania

- Se firma un acuerdo entre el gobierno, los estados federales costeros, la agencia federal marítima e hidrográfica (BSH por sus siglas en alemán) y los operadores de red, por el que se incrementa el objetivo Offshore para 2030 de 15 GW a 20 GW. Se aprueba además un objetivo de 40 GW Offshore a 2040 (pendiente aprobación del parlamento).
- La versión final del Plan Nacional de Energía y Clima ha sido aprobada y enviada a Bruselas. Este plan refleja el objetivo de alcanzar un 65% de generación eléctrica renovable en 2030, para lo que pretende alcanzar una capacidad de entre 67 GW y 71 GW de eólica Onshore, y 20 GW de eólica Offshore.
- Se publican los resultados de la tercera subasta eólica de 2020 y de la quinta subasta neutral (tabla 8). Se convocan la cuarta y quinta subasta específica de energía eólica y la primera subasta de innovación, con una prima máxima sobre el precio de la energía de 30 €/MWh para proyectos con una sola tecnología, y 75 €/MWh para proyectos híbridos (tabla 9).

Dinamarca

- Se incrementa el objetivo para eólica Offshore a 7 GW adicionales hasta 2030 (el objetivo anterior era de 2,4 GW). Al proyecto Thor, recogido en el informe de actividad correspondiente al primer trimestre de

³¹El informe de actividad correspondiente al segundo trimestre del año fiscal 2020 incluía la propuesta de la Comisión de incrementar el objetivo de reducción de emisiones hasta un mínimo del 50% desde el objetivo actual del 40%.

2020, se une el proyecto Hesselo, también de alrededor de 1 GW, y dos islas energéticas que tendrán una capacidad de 5 GW entre las dos. Las islas estarán interconectadas también con otros países, y jugarán un papel importante en el desarrollo de las tecnologías *power-to-X*³² entre las que se encuentra la producción de hidrógeno. Una de las islas tendrá capacidad para alcanzar posteriormente 10 GW.

España

- Se aprueba el Real Decreto-ley 23/2020 en el que se aúnan dos impulsos, el de la Transición Energética hacia un modelo climáticamente neutro basado en la energía renovable, y el de potenciar la inversión para afrontar la recuperación económica post COVID-19. Entre las medidas recogidas se encuentran las siguientes:
 - Se incluye un nuevo diseño de subastas, por el que la variable sobre la que se ofertará será el precio de retribución de la energía generada.
 - Se facilita la instalación de proyectos híbridos y con almacenamiento y su participación en el mercado eléctrico.
 - Se adoptan nuevos criterios para ordenar el acceso y la conexión a las redes de transporte y distribución de electricidad.

Se acelera así la aplicación de las dos primeras medidas que iban a estar dentro de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética³³, del que se ha publicado un nuevo borrador, que no entrará en vigor hasta 2021.

- Además, se abre a consulta pública:
 - El proyecto de Real Decreto por el que se regulará el régimen económico de las energías renovables basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio de la energía generada otorgado a través de las subastas.
 - El lanzamiento de una estrategia de almacenamiento de energía, necesaria no solo para alcanzar los objetivos marcados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 21-23 sino también para avanzar hacia la neutralidad del carbono en 2050 y lanzar el desarrollo de hidrógeno verde.

Francia

- Se aprueba la *Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2019-2023 / 2024-2028*, con los mismos objetivos que se incluían en el informe de actividad del segundo trimestre de 2020. Se mantiene igualmente el calendario de subastas ahora actualizado:
 - Onshore: 925 MW en 2020 (no incluye los 749 MW ya anunciados y reflejados en la tabla 9) y 1.850 MW/año entre 2021 y 2024.
 - Offshore: 1.000 MW en 2020 (Manche Est Mer du Nord), entre 750 MW y 1.250 MW en 2021 (Bretagne Sud y Sud Atlantique), 500 MW en 2022 (Mediterranée) y 1.000 MW/año desde 2023.
- Se publican las especificaciones para la sexta subasta de eólica Onshore, dividiendo esta ronda en dos que serán la sexta y la séptima (tabla 8).

Noruega

- Se proponen dos zonas para el desarrollo de proyectos eólicos Offshore por un total de 4,5 GW incluyendo proyectos flotantes y fijos al lecho marino.

³²Power-to-X: proceso de conversión de energía que se puede utilizar para almacenar los excedentes de generación renovable, y permite su uso en sectores diferentes al eléctrico como el químico o el del transporte.

³³El informe de actividad del segundo trimestre de 2020 incluía la publicación de un borrador de esta ley.

- Se presenta una propuesta de nuevas normas más estrictas y restrictivas para el desarrollo de proyectos eólicos Onshore: reglas más estrictas sobre impacto medioambiental, plazos de construcción menores, distancia mínima de 800 m de los proyectos eólicos a edificios, y mayor poder para las oficinas regionales.

Reino Unido

- Se amplían un mínimo de 6 meses todos los plazos correspondientes a la ronda 3 de la subasta CfD (contratos por diferencias, por sus siglas en inglés).
- Se presenta un nuevo esquema propio para el comercio de derechos de emisiones para reemplazar al sistema de la Unión Europea, de la que saldrá a final de 2020.

EE.UU.

- Se presenta a la Cámara de Representantes un proyecto de ley con una propuesta de extender el subsidio a la producción eólica (PTC) por cinco años. La extensión sería del 60% del PTC base y se aplicaría una vez que terminen los plazos actuales para el PTC del 60% y del 40%.
- En Virginia, se establece por ley un objetivo de 21 GW renovables: 16,1 GW serán de eólica Onshore y de solar, y 5,2 GW serán de eólica Offshore, para alcanzar un 100% de energía limpia en 2050. La ley también requiere que la mayor parte de las plantas de carbón se cierren antes de finales de 2024.

México

- La Secretaría de Energía (SENER) publica el borrador de Programa Sectorial de Energía 2020-2024 que incluye limitaciones a la generación con energías renovables.
- Se eliminan, con carácter retroactivo, los descuentos a los proyectos renovables en los costes de transmisión (a fecha de realización de este informe, un tribunal federal ha otorgado la suspensión provisional de esta medida para uno de los proyectos afectados). En función del voltaje de la red que utilizan, la medida puede suponer un incremento de coste de entre 11 USD/MWh y 59 USD/MWh.

China

- Se lanza a consulta pública un borrador de la Ley de Energía en el que se incluye la potencial creación de un mercado de transacciones de cuotas de renovables, en el que los agentes de mercado que no hayan alcanzado sus objetivos de renovables puedan adquirir el excedente de la cuota de otros agentes de mercado, suponiendo así un ingreso extraordinario para los proyectos de generación renovable.

Corea del Sur

- Presenta un borrador para aumentar la contribución renovable hasta un 40% en 2034 (el plan actual incluye un objetivo de un 33% en 2030) y cerrar todas las centrales de carbón cuya vida expire en 2034.

India

- Se publican los resultados de la subasta *NDMC Hybrid* (tabla 8) y se aplazan las subastas SECI IX, SECI híbrida III, SECI RTC II y NTPC (tabla 9).
- El Ministerio de Nuevas Energías Renovables (MNRE por sus siglas en inglés) ha publicado las directrices para una subasta 2,5 GW de proyectos con energía eólica combinada con solar, en los que al menos el 80% debe ser eólica.

Japón

- Se lanza la primera subasta Offshore con tecnología flotante para 21 MW. Otras 3 zonas están ya definidas para lanzar las próximas subastas por un total de aproximadamente 1,7 GW (unos fijados al lecho marino y otros flotantes).

Taiwán

- Se planifican tres subastas por un total de 5 GW para instalaciones en el periodo 2026-2030. La primera de las subastas tendría lugar en 2021 con 1 GW, y las siguientes se planificarían para 2022 y 2023, con 2 GW cada una.

Vietnam

- Se aprueba la construcción de nuevos proyectos eólicos con un total de 7 GW, con la intención de alcanzar una capacidad instalada de 12 GW en 2025. Estas medidas se encuadran dentro de la estrategia del gobierno para aumentar la capacidad de generación, necesaria para garantizar el suministro a partir del 2023, promoviendo las energías eólica y solar, con la intención de alcanzar en 2030 un 20% de renovables en el consumo eléctrico del país.

Resumen de subastas

Tabla 8: Resumen de los resultados de subastas publicados durante 3T 20

Subasta	Tipo	Tecnología	MW ¹	Precio Medio €/MWh ²	Fecha Operación
Alemania – neutral V	Neutral	ON	0	53	2022
Alemania, III – 2020	Específica	ON	464	61,4	2022
Italia	Neutral (ON y Solar)	ON	406	65	2023
India – NDMC Hybrid	ON, Solar, híbrido y almacenamiento	ON	400 ³	35	2022
Países Bajos – SDE+ otoño 2019	Neutral	ON	604	39	2024

1. MW adjudicados a ON o OF.
2. Aplicado tipo de cambio a fecha de publicación de resultados.
3. No publicado el reparto entre eólica y solar.

Tabla 9: Subastas anunciadas o modificadas durante 3T 20

Subasta	Tecnología	Objetivo	Fecha prevista ¹
Alemania, IV – 2020	ON	275 MW	julio 2020
Alemania, V – 2020	ON	367 MW	septiembre 2020
Alemania, I – Innovación	Neutral (ON, solar y almacenamiento)	650 MW	septiembre 2020
Canadá – Saskatchewan	ON	300 MW	aplazada - noviembre 2020
EE.UU. – Virginia ³	Neutral (ON, solar y almacenamiento)	1 GW ³	sept. 2020 y marzo 2021 ³
EE.UU. – AES + Google	Neutral (ON, OF, Solar y almacenamiento)	1 GW	julio 2020
Francia – VI	ON	250 MW	julio 2020
Francia – VII	ON	500 MW	noviembre 2020
Grecia	ON	481 MW	julio 2020
India – SECI Hybrid III	Específica híbrida	1.200 MW	aplazada – julio 2020
India – SECI IX	ON	2 GW	aplazada – julio 2020
India – SECI RTC II ²	ON/Solar + carbón	5 GW	aplazada – agosto 2020
India – NTPC	ON	600 MW	aplazada – junio 2020 ⁴
Irlanda	Neutral (renovables)	2.112 GWh/año	aplazada - julio 2020
Países Bajos – SDE+ primavera 2020	Neutral (renovables)	4.000 M€ ⁵	abril 2020 ⁵
Países Bajos – SDE++ otoño 2020	Neutral (renovables)	5.000 M€	aplazada – noviembre 2020

1. Fecha prevista para entrega de propuestas. Los resultados en algunos casos se publican más tarde.
2. *Round the clock* por sus siglas en inglés. 5 GW renovables (ON y/o solar) que se complementarán con plantas térmicas para asegurar una disponibilidad anual del 80%.
3. 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.
4. Publicación de resultados pendiente a la fecha de realización de este informe.
5. Presupuesto incrementado a 4.000 M€. Inicialmente previstos 2.000 M€ según indicado en el informe de actividad del primer trimestre de 2020. Se han registrado 125 MW eólicos. Publicación de resultados pendiente a la fecha de realización de este informe.

Guías 2020

La repentina irrupción y rápida evolución de la pandemia COVID-19 en 2T 20, la incertidumbre sobre su duración y calado, y la variedad de medidas impuestas por los gobiernos de todo el mundo para combatir sus efectos, condujeron a Siemens Gamesa a retirar las guías comunicadas a mercado para el ejercicio FY 20 el 21 de abril.

A 30 de junio, con un impacto acumulado de la COVID-19 en el EBIT pre PPA y antes de gastos de reestructuración e integración de 149 M€ en los nueve primeros meses del ejercicio, la compañía estima para el ejercicio completo:

- Menores ventas por importe de alrededor de 1.000 M€ por retrasos en la actividad comercial y en la ejecución de proyectos, principalmente en la actividad Onshore. Se espera que estos retrasos se recuperen en ejercicios posteriores, principalmente en FY 21. Retrasos en India y en México pueden tardar más en recuperarse.
- Un impacto negativo de entre 250 M€ y 200 M€, o un -2,3% sobre ventas, en el EBIT pre PPA y antes de gastos de integración y reestructuración.

En este entorno, y si no se producen cambios sustanciales en la pandemia y las medidas para su control, Siemens Gamesa restablece las siguientes guías para el ejercicio que incorporan el impacto de integrar los activos comprados a Servion:

- Ventas: entre 9.500 M€ y 10.000 M€.
- Margen EBIT pre-PPA y antes de costes de integración y reestructuración: entre -3,0% y -1,0%.

Conclusiones

Siemens Gamesa Renewable Energy cierra los primeros nueve meses del ejercicio fiscal 2020 con un nuevo récord en el libro de pedidos: 31.461 M€, +25% a/a. Más aún, el 78% del libro de pedidos a 30 de junio de 2020 corresponde a negocios 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 12.172 M€ en los nueve meses, +26% a/a y equivalente a una ratio de *Book-to-Bill* de 1,8x las ventas del periodo, e integrar los activos de Servicios adquiridos a Senvion en enero de 2020. La actividad comercial del tercer trimestre, 5.342 M€ en pedidos firmados y una ratio de *Book-to-Bill* de 2,2x las ventas del trimestre, se apoya en un fuerte volumen de contratación en los mercados Offshore y de Servicios, que compensa el impacto que la pandemia ha tenido en la actividad comercial en el mercado Onshore. Además de retrasar la firma de pedidos Onshore, la pandemia ha acentuado la desaceleración y volatilidad del mercado Indio y ha generado incertidumbre en el mercado mexicano ante la prioridad que el gobierno de dicho país está dando actualmente a las fuentes fósiles. La reducción en la entrada de pedidos Onshore refleja también la estrategia de priorizar rentabilidad sobre volumen, estrategia que se refuerza dentro de las medidas puestas en marcha para devolver la actividad Onshore a un desempeño rentable. Junto a los contratos en firme, la compañía firma un acuerdo de suministro preferente para el parque eólico marino de Sofia (1,4 GW), elevando la cartera de pedidos condicionales y acuerdos preferentes de suministro hasta 9,3 GW, prueba del continuo liderazgo del Grupo en el sector. Es importante destacar, la buena recepción de la última turbina Offshore: SG 14-222 DD, presentada a mercado en mayo 2020 y con 4,3 GW en acuerdos preferentes de suministro firmados antes del cierre de 3T 20. También continúa avanzando la penetración de las plataformas de mayor potencia nominal en Onshore, que constituyen un 47% de los pedidos firmados en los primeros nueve meses, y el 70% de los pedidos firmados en 3T 20.

Las ventas de los primeros nueve meses ascienden a 6.615 M€, -9% a/a, con 2.411 M€, -8% a/a, en 3T 20 y reflejan el impacto de la COVID-19 en la ejecución de proyectos en todos los mercados, pero especialmente en Onshore, la disminución esperada en el volumen de proyectos Offshore en FY 20, y, con impacto positivo, la integración de los activos de Servicios adquiridos en enero.

A nivel de EBIT pre PPA y antes de gastos de integración y reestructuración, los primeros nueve meses se cierran con una pérdida de 264 M€, equivalente a un margen sobre ventas de -4,0%. Este margen negativo refleja el impacto de la ralentización del mercado indio y los costes derivados de los retos en la ejecución de la cartera de proyectos Onshore en el norte de Europa, y de la COVID-19, que asciende a 149 M€. En 3T 20 se alcanza un EBIT pre PPA y antes de gastos de I&R de -161 M€, equivalente a un -6,7% de las ventas. El impacto negativo de la pandemia en el EBIT de 3T 20 ha sido de 93 M€. 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.

Desde el comienzo del ejercicio se han puesto en marcha medidas para fortalecer el desempeño en el mercado Onshore, entre las que se encuentra la reestructuración del negocio en India, la adaptación de la capacidad a los requisitos de producto y de competitividad en EMEA, y el fortalecimiento de las funciones de control de proyecto en el norte de Europa. A estas medidas se une ahora el programa LEAP focalizado en la recuperación de la rentabilidad de las operaciones Onshore y en la sostenibilidad del fuerte desempeño en Offshore y Servicios. Para conseguirlo el programa LEAP se centra en 3 pilares: Innovación, productividad y gestión de activos/caja y excelencia operativa. El programa se presentará en detalle durante el día del mercado de capitales (CMD por sus siglas en inglés) el 27 de agosto.

El EBIT reportado en los primeros nueve meses del ejercicio es negativo, -819 M€ (-472 M€ en 3T 20), incluyendo el impacto de PPA en la amortización de intangibles por un valor de 203 M€ (68 M€ en 3T 20) y el impacto de los costes de integración y reestructuración de 352 M€ (243 M€ en 3T 20).

Aunque la visibilidad sobre el impacto de la pandemia sigue sin ser completa, el Grupo estima para FY 20 un impacto negativo en la línea de ventas por retrasos en la ejecución de proyectos y servicios de c. 1.000 M€, que se recuperará en años posteriores, y de entre 250 M€ y 200 M€ en el EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración. En este contexto Siemens Gamesa espera terminar el año con un rango de ventas entre 9.500 M€ y 10.000 M€ incluyendo la contribución de los activos adquiridos a Senvion, y unas pérdidas a nivel de EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración en un rango de -3,0% y -1,0% sobre las ventas del periodo.

Es importante destacar que Siemens Gamesa se enfrenta a esta situación de visibilidad reducida con un nivel de liquidez muy sólido. A 30 de junio de 2020 Siemens Gamesa cuenta con casi 4.000 M€ en líneas de financiación

autorizadas, de las cuales se habían dispuesto c. 1.200 M€. Asimismo, el estricto control del circulante ha permitido al Grupo cerrar 3T 20 con -1.498 M€, equivalente a un -15,7% sobre ventas y con una posición de deuda neta de 90 M€, que excluyendo el impacto de la implementación de la NIIF 16³⁴ a comienzo de FY 20, supone una mejora de la posición de deuda de c. 707 M€ a/a. Esta mejora se produce después de completar la adquisición de los activos de Servion.

En el entorno actual Siemens Gamesa continúa reforzando su compromiso con la sostenibilidad que se refleja en la obtención de la primera posición de un total de 25 compañías en el ranking de Vigeo Eiris para el sector de Componentes y Equipos Eléctricos por su rendimiento ESG.

³⁴Deuda financiera neta a 30 de junio de 2019: 191 M€, aumento de la deuda por introducción de NIIF 16 en FY 20, a 30 de junio de 2020 (606 M€, 112 M€ a corto plazo y a 494 M€ a largo plazo), deuda neta a 30 de junio de 2020: 90 M€.

Anexo

Estados Financieros Octubre 2019 - Junio 2020

Cuenta de Resultados

EUR en millones	Abril - Junio 2019	Abril - Junio 2020	Octubre 2018 - Junio 2019	Octubre 2019 - Junio 2020
Importe neto de la cifra de negocios	2.632	2.411	7.283	6.615
Coste de ventas	(2.412)	(2.607)	(6.626)	(6.806)
Margen Bruto	220	(196)	657	(190)
Gastos de Investigación y Desarrollo	(45)	(52)	(126)	(154)
Gastos de ventas y gastos generales de administración	(118)	(221)	(361)	(481)
Otros ingresos de explotación	2	(2)	20	11
Otros gastos de explotación	(2)	(1)	(5)	(4)
Ingresos (pérdidas) de inversiones contabilizadas según el método de la participación	(1)	(3)	-	(4)
Ingresos financieros	2	2	8	8
Gastos financieros	(14)	(17)	(37)	(50)
Otros ingresos (gastos) financieros	(8)	4	(18)	(2)
Ingreso de operaciones continuadas antes de impuestos	35	(486)	138	(866)
Impuestos sobre beneficios	(14)	19	(49)	60
Resultados de operaciones continuadas	21	(466)	89	(806)
Participaciones no dominantes	-	-	(1)	1
Resultado del ejercicio atribuible a los accionistas de SGRE	21	(466)	88	(805)

Balance de situación

EUR en millones	30.09.2019	01.10.2019 (*)	30.06.2020
Activos:			
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1.727	1.727	1.695
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.287	1.287	1.174
Otros activos financieros corrientes	275	275	104
Deudores comerciales, empresas vinculadas	22	22	37
Activos por contrato	2.056	2.056	1.715
Existencias	1.864	1.864	2.064
Activos por impuesto corriente	207	207	202
Otros activos corrientes	461	451	584
Total activo corriente	7.899	7.889	7.574
Fondo de comercio	4.744	4.744	4.610
Otros activos intangibles	1.916	1.916	1.833
Inmovilizado material	1.426	2.105	2.127
Inversiones contabilizadas según el método de la participación	71	71	66
Otros activos financieros	143	143	287
Activos por Impuesto diferido	401	401	536
Otros activos	89	4	5
Total activo no corriente	8.790	9.384	9.464
Total activo	16.689	17.273	17.038
Pasivo y Patrimonio neto:			
Deuda financiera corriente	352	418	546
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	2.600	2.600	2.544
Otros pasivos financieros corrientes	130	130	65
Acreedores comerciales, empresas vinculadas	286	286	237
Pasivos por contrato	2.840	2.840	3.362
Provisiones corrientes	762	762	681
Pasivos por impuesto corriente	201	201	159
Otros pasivos corrientes	798	798	929
Total pasivo corriente	7.968	8.034	8.523
Deuda financiera	512	1.029	1.239
Obligaciones por prestaciones al personal	15	15	16
Impuestos diferidos pasivos	320	320	320
Provisiones	1.400	1.400	1.501
Otros pasivos financieros	170	170	216
Otros pasivos	31	31	61
Total pasivo no corriente	2.449	2.966	3.353
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	(886)
Participaciones minoritarias	3	3	1
Total Patrimonio Neto	6.273	6.273	5.162
Total Pasivo y Patrimonio Neto	16.689	17.273	17.038

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

Estado de flujos de efectivo

EUR en millones	Abril - Junio 2019	Abril - Junio 2020	Octubre 2018 - Junio 2019	Octubre 2019 - Junio 2020
Resultado antes de impuestos	35	(486)	138	(866)
Amortizaciones + PPA	148	290	443	644
Otros PyG (*)	2	15	(3)	10
Variación capital circulante con efecto en flujo de caja (**)	(34)	669	(665)	630
Dotación de provisiones (**)	85	28	153	267
Uso de provisiones (**)	(91)	(78)	(276)	(257)
Inversiones en activos fijos - CAPEX	(127)	(151)	(316)	(352)
Uso provisiones de Adwen (**)	(35)	(46)	(119)	(102)
Pago de impuestos	(33)	(7)	(169)	(143)
Adquisiciones de negocios, neto del efectivo adquirido	-	(26)	-	(177)
Otros	(24)	(3)	7	(24)
Flujo de caja del ejercicio	(73)	205	(806)	(370)
Caja / (Deuda financiera neta) Inicial	(118)	(295)	615	280
Caja / (Deuda financiera neta) Final	(191)	(90)	(191)	(90)
Variación de Caja Financiera Neta	(73)	205	(806)	(370)

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

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

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

Principales posiciones de balance

EUR en millones	30.09.2019	01.10.2019 (*)	30.06.2020
Propiedad, planta y equipos	1.426	2.105	2.127
Fondo de comercio e intangibles	6.660	6.660	6.443
Capital Circulante	(833)	(843)	(1.498)
Otros activos, neto (**)	365	279	440
Total	7.618	8.201	7.512
Deuda neta / (caja)	(863)	(280)	90
Provisiones (***)	2.177	2.177	2.198
Fondos propios	6.273	6.273	5.162
Otros pasivos	31	31	61
Total	7.618	8.201	7.512

(*) 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.

Adquisición de activos de Senvion

El 20 de octubre de 2019, Senvion GmbH i.L. y Siemens Gamesa Renewable Energy Eólica, S.L. Unipersonal (S.L. Unipersonal, en adelante, "S.L.U.") firmaron un acuerdo en virtud del cual Siemens Gamesa Renewable Energy Eólica, S.L.U. adquirió el 9 de enero de 2020 todas las acciones de Senvion Deutschland GmbH (Senvion European Onshore Services), que incluye el negocio europeo de servicios en tierra de Senvion y algunos activos adicionales asociados al negocio, incluida cierta propiedad intelectual relacionada de Senvion y en base a lo cual, el 30 de abril de 2020, Siemens Gamesa Renewable Energy, SA (en adelante, "SGRE Portugal") firmó un acuerdo con Senvion Indústria, SA y Senvion GmbH iL en virtud del cual se adquirieron todas las acciones de Ria Blades, S.A., entidad que posee y opera el negocio de la instalación de producción de palas de aerogeneradores en Vagos (Portugal) y ciertos activos adicionales asociados a dicho negocio.

Esta adquisición está en línea con la estrategia de SIEMENS GAMESA para hacer crecer su negocio de servicios multimarca y sus capacidades de producción y fortalece la posición competitiva de SIEMENS GAMESA en Europa. El precio total a pagar en efectivo por las acciones de Senvion Deutschland GmbH y Ria Blades, S.A. asciende a 200 millones de euros, sujeto a ajustes de confirmación de cierre de cuentas. El mecanismo de ajuste relacionado con las cuentas de cierre para el capital circulante, la deuda, el coste de mantenimiento y las desviaciones de la cartera desde el 30 de junio de 2019 hasta el 9 de enero de 2020 tiene diferentes límites y conduce a un precio total máximo a pagar por SIEMENS GAMESA de 215 millones de euros, en caso de ser ajustes positivos, y una contraprestación general mínima en efectivo de 180 millones de euros, en caso de ajustes negativos, teniendo en cuenta que SIEMENS GAMESA podría tener derecho a obtener, en determinadas circunstancias, hasta 10 millones de euros de activos corrientes adicionales, sin cambios en la contraprestación pagada. El monto del ajuste del precio, dentro de los límites establecidos, se resolverá en los siguientes meses una vez que haya transcurrido el plazo para la confirmación de las cuentas de cierre y se haga referencia a la transacción en su conjunto. En el momento en que se determina el ajuste del precio final, también se completará la asignación del precio total resultante a las diferentes partes de la transacción.

Los activos y pasivos de Senvion Deutschland GmbH y sus subsidiarias, así como los activos y pasivos de Ria Blades, S.A. están incluidos en los Estados financieros intermedios condensados combinados a sus valores razonables de la fecha de adquisición.

La contabilidad de estas combinaciones de negocios se ha determinado provisionalmente al 30 de junio de 2020, debido a que la medición de los activos y pasivos adquiridos aún no se ha completado, así como el período de 12 meses desde la adquisición de Senvion Deutschland GmbH y Ria Blades, SA establecidas por la NIIF 3 "Combinaciones de negocios" no ha transcurrido.

La asignación preliminar del precio de compra a partir de las fechas de adquisición de Senvion Deutschland GmbH y Ria Blades da como resultado: Otros activos intangibles: 151 M€ (relacionados con el valor razonable de la cartera de pedidos y las relaciones con los clientes); Propiedad, planta y equipo: 92 M€; Efectivo y equivalentes de efectivo: 5 M€; provisiones corrientes y no corrientes: 132 M€ y otros activos netos: 2 M€. El fondo de comercio se ha determinado provisionalmente por un importe de 72 M€.

Al 30 de junio de 2020, la estimación preliminar de la contraprestación a transferir asciende a 190 M€ (186 M€ netos de efectivo adquirido). Hasta el 30 de junio de 2020, la contraprestación pagada de acuerdo con los hitos establecidos en el acuerdo de adquisición asciende a 182 M€ (177 M€ netos de efectivo adquirido).

Los negocios adquiridos han contribuido con ingresos de 81 M€ y un resultado neto negativo de 6 M€ (impactos de asignación de precios previos a la compra) a SIEMENS GAMESA para el período comprendido entre la adquisición y el 30 de junio de 2020. Los ingresos y ganancias de las entidades adquiridas para el período de informe actual como si la fecha de adquisición hubiera sido al comienzo del período de informe anual asciende a 141M€ y 5 M€, respectivamente, (impacto en la asignación de precios previos a la compra).

El costo de transacción de 12,5 M€ se ha registrado en gastos de administración general en los Estados financieros intermedios condensados combinados de pérdidas y ganancias.

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
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1.727	1.661	1.421	1.695
Deuda financiera corriente	(418)	(513)	(487)	(546)
Deuda financiera a largo plazo	(1.029)	(974)	(1.229)	(1.239)
Caja / (Deuda Financiera Neta)	280	175	(295)	(90)

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

(*) 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€ 30.09.2019 01.10.2019 31.12.2019 31.03.2020 30.06.2020

Comp. (*)

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.287	1.287	1.079	1.036	1.174
Deudores comerciales, empresas vinculadas	22	22	29	37	37
Activos por contrato	2.056	2.056	1.801	1.808	1.715
Existencias	1.864	1.864	2.071	2.115	2.064
Otros activos corrientes	461	451	578	466	584
Acreeedores comerciales y otras cuentas por pagar	(2.600)	(2.600)	(2.282)	(2.332)	(2.544)
Acreeedores comerciales, empresas vinculadas	(286)	(286)	(188)	(212)	(237)
Pasivos por contrato	(2.840)	(2.840)	(3.193)	(3.101)	(3.362)
Otros pasivos corrientes	(798)	(798)	(833)	(682)	(929)
Capital Circulante	(833)	(843)	(939)	(865)	(1.498)

(*) 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€	3T 19	3T 20	9M 19	9M 20
Adquisición de activos intangibles	(46)	(54)	(121)	(138)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(81)	(97)	(195)	(214)
CAPEX	(127)	(151)	(316)	(352)

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

M€	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	LTM Jun 20
Adquisición de activos intangibles	(38)	(42)	(42)	(54)	(176)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(143)	(50)	(67)	(97)	(357)
CAPEX	(181)	(92)	(109)	(151)	(533)

M€	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19	LTM Jun 19
Adquisición de activos intangibles	(42)	(31)	(44)	(46)	(163)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(114)	(50)	(64)	(81)	(309)
CAPEX	(156)	(81)	(108)	(127)	(472)

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€	9M 19	9M 20
Resultado antes de impuestos	138	(866)
Amortizaciones + PPA	443	644
Otros PyG (*)	(3)	10
Dotación de provisiones	153	267
Uso de provisiones (sin uso de Adwen)	(276)	(257)
Pago de impuestos	(169)	(143)
Flujo de caja operativo bruto	286	(344)

M€	3T 19	3T 20
Resultado antes de impuestos	35	(486)
Amortizaciones + PPA	148	290
Otros PyG (*)	2	15
Dotación de provisiones	85	28
Uso de provisiones (sin uso de Adwen)	(91)	(78)
Pago de impuestos	(33)	(7)
Flujo de caja operativo bruto	146	(238)

(*) 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.

	3T 19 (*)	4T 19 (*)	1T 20 (*)	2T 20 (*)	3T 20 (*)
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.695	2.238	1.611	1.289	872
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	2.130	3.147	2.563	1.645	1.200
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,80	0,71	0,63	0,78	0,73

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

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

	4T 19 (*)	1T 20 (*)	2T 20 (*)	3T 20 (*)	LTM Jun 20
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	2.238	1.611	1.289	872	6.010
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	3.147	2.563	1.645	1.200	8.555
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,71	0,63	0,78	0,73	0,70

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

	4T 18	1T 19 (*)	2T 19 (*)	3T 19 (*)	LTM Jun 19
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.985	1.793	1.167	1.695	6.641
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	2.631	2.370	1.742	2.130	8.873
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,75	0,76	0,67	0,80	0,75

(*) 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€ y en el 3T 19 a 1 M€.

	4T 17	1T 18 (*)	2T 18	3T 18 (*)	LTM Jun 18
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.498	1.600	1.834	1.166	6.098
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	2.167	2.208	2.464	1.660	8.498
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,69	0,72	0,74	0,70	0,72

(*) 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€	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	LTM Jun 20
Grupo	3.076	4.628	2.203	5.342	15.248
De los cuales AEG ON	2.240	1.611	1.350	872	6.073

M€	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19	LTM Jun 19
Grupo	2.625	2.541	2.466	4.666	12.298
De los cuales AEG ON	1.985	1.799	1.200	1.695	6.680

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	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	LTM Jun 20
Onshore	3.147	2.563	1.645	1.200	8.555

MW	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19	LTM Jun 19
Onshore	2.631	2.370	1.742	2.130	8.873

Offshore:

MW	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	LTM Jun 20
Offshore	72	1.279	-	2.860	4.211

MW	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19	LTM Jun 19
Offshore	-	12	464	1.528	2.004

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

M€	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	LTM Jun 20
AEG	2.527	1.634	1.808	1.947	7.917
Servicios	417	366	395	464	1.642
TOTAL	2.944	2.001	2.204	2.411	9.559

M€	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19	LTM Jun 19
AEG	2.207	1.904	2.060	2.242	8.414
Servicios	411	358	330	390	1.488
TOTAL	2.619	2.262	2.389	2.632	9.902

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€	9M 19	9M 20
RESULTADO DEL EJERCICIO ANTES DE IMPUESTOS	138	(866)
(-) Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	-	4
(-) Ingresos financieros	(8)	(8)
(-) Gastos financieros	37	50
(-) Otros ingresos/gastos financieros, neto	18	2
EBIT	186	(819)
(-) Costes de integración y reestructuración	90	352
(-) Impacto PPA	200	203
EBIT pre-PPA y costes de integración y reestructuración	475	(264)

M€	3T 19	3T 20
RESULTADO DEL EJERCICIO ANTES DE IMPUESTOS	35	(486)
(-) Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	1	3
(-) Ingresos financieros	(2)	(2)
(-) Gastos financieros	14	17
(-) Otros ingresos/gastos financieros, neto	8	(4)
EBIT	56	(472)
(-) Costes de integración y reestructuración	36	243
(-) Impacto PPA	67	68
EBIT pre-PPA y costes de integración y reestructuración	159	(161)

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€	9M 19	9M 20
EBIT	186	(819)
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	443	644
EBITDA	629	(175)

M€	3T 19	3T 20
EBIT	56	(472)
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	148	290
EBITDA	204	(181)

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

M€	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	LTM Jun 20
EBIT	67	(229)	(118)	(472)	(752)
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	204	172	182	290	848
EBITDA	271	(57)	63	(181)	96

M€	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19	LTM Jun 19
EBIT	73	40	90	56	259
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	185	148	147	148	628
EBITDA	258	188	237	204	886

Beneficio neto pre PPA, costes de integración y reestructuración se calcula como beneficio neto reportado más amortización del valor razonable de los intangibles de PPA, más costes de integración y reestructuración menos impacto impositivo sobre amortización de PPA y costes de I&R.

M€	3T 19	9M 19	3T 20	9M 20
Resultado del ejercicio	21	88	(466)	(805)
(-) Amortización de PPA intangible	67	200	68	203
(-) Costes de integración y reestructuración	36	90	243	352
(+) Impacto impositivo sobre amortización de PPA y costes de I&R	28	79	81	148
Neto pre PPA, costes de integración y reestructuración	96	298	(236)	(399)

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.

	3T 19	9M 19	3T 20	9M 20
Resultado del ejercicio (M€)	21	88	(466)	(805)
Número de acciones (unidades)	679.527.345	679.486.391	679.517.513	679.516.874
BNA (€/acción)	0,03	0,13	(0,69)	(1,19)

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€.

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€	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	LTM Jun 20
Entrada pedidos	3.076	4.628	2.203	5.342	15.248
Ventas	2.944	2.001	2.204	2.411	9.559
Book-to-Bill	1,0	2,3	1,0	2,2	1,6

M€	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19	LTM Jun 19
Entrada pedidos	2.625	2.541	2.466	4.666	12.298
Ventas	2.619	2.262	2.389	2.632	9.902
Book-to-Bill	1,0	1,1	1,0	1,8	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€	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	LTM Jun 20
CAPEX (1)	181	92	109	151	533
Amortización, depreciación y deterioros (a)	204	172	182	290	848
Amortización, depreciación y deterioros de activos por derecho de uso (NIIF 16) (b)	-	25	27	33	85
Amortización PPA intangible (c)	67	66	69	68	269
Depreciación y Amortización (exc. PPA) (2=a-b-c)	137	81	86	189	494
Tasa de reinversión (1/2)	1,3	1,1	1,3	0,8	1,1

M€	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19	LTM Jun 19
CAPEX (1)	156	81	108	127	472
Amortización, depreciación y deterioros (a)	185	148	147	148	628
Amortización PPA intangible (b)	66	66	66	67	266
Depreciación y Amortización (exc. PPA) (2=a-b)	119	82	80	81	362
Tasa de reinversión (1/2)	1,3	1,0	1,4	1,6	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€	9M 19	9M 20
Beneficio Bruto	657	(190)
Amortización PPA intangible	131	133
Costes Integración y Reestructuración	63	231
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	851	174

M€	3T 19	3T 20
Beneficio Bruto	220	(196)
Amortización PPA intangible	44	45
Costes Integración y Reestructuración	32	141
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	296	(10)

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

M€	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	LTM Jun 20
Beneficio Bruto	291	(57)	63	(196)	101
Amortización PPA intangible	43	42	45	45	176
Costes Integración y Reestructuración	67	21	69	141	298
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	401	7	177	(10)	575

M€	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19	LTM Jun 19
Beneficio Bruto	304	200	237	220	961
Amortización PPA intangible	3	44	44	44	134
Costes Integración y Reestructuración	41	22	9	32	104
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	348	266	289	296	1.199

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	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	LTM Jun 20
Onshore	2.009	1.747	1.649	1.876	7.280

MWe	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19	LTM Jun 19
Onshore	1.926	1.520	1.707	1.699	6.853

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.

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.