

Resumen de Prensa

Sector Energético



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las PERSONAS

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

Viesgo, líder en el ranking de sostenibilidad GRESB.

Infomo.es, 5 de noviembre de 2020

Viesgo ha conseguido este año ser líder absoluto en la zona Sur de Europa en el sector de las infraestructuras energéticas en el índice internacional de sostenibilidad GRESB, obteniendo la máxima calificación otorgada, 96,45 puntos sobre los 100 posibles.



En esta edición, y tras evaluar a 406 compañías del sector de infraestructuras, GRESB ha decidido otorgar a Viesgo el máximo reconocimiento, correspondiente a cinco estrellas, gracias al "excelente desempeño" realizado en 2019, en el que la empresa ha promovido las mejores prácticas en materia de sostenibilidad, acción social y buen gobierno, ha informado la compañía en nota de prensa.

La eléctrica ha vuelto a presentarse este año a este índice internacional tras las "excelentes puntuaciones" obtenidas en 2019, que ha mejorado ocupando la primera posición entre las energéticas de la zona del sur de Europa y la séptima entre 406 empresas de infraestructuras de todo el mundo.

El presidente de Viesgo, Miguel Antoñanzas, ha destacado que este ranking, que reconoce a Viesgo como la séptima compañía de infraestructuras más sostenible del mundo y primera del sur de Europa, "valora el compromiso" de la empresa con la sostenibilidad y refleja el esfuerzo de todas las personas que forman parte de ella "en crear un modelo de negocio sostenible" y la importancia para la organización "de los factores ESG en la toma de decisiones".

"La evaluación GRESB nos mide y aporta información sobre el desarrollo global del sector internacional de infraestructuras y nos anima a reforzar esta estrategia con el fin de lograr el reconocimiento a la transparencia por parte de nuestros clientes, empleados y demás grupos de interés", ha precisado.

MEJORA DE LA PUNTUACIÓN EN ESTA EDICIÓN

Un año más, cerca de 550 fondos y activos de distintos sectores a nivel mundial han sido evaluados por el índice internacional independiente GRESB, bajo parámetros en materia medio ambiental, social y de gobierno corporativo.

Viesgo ha incrementado este año su puntuación en 9 puntos, llegando a los 96,45 puntos sobre 100 respecto a los que obtuvo el año anterior, que era la primera ocasión en la que se presentaba.

Además, la compañía ha obtenido los valores máximos en la evaluación de los aspectos sociales y medioambientales.

Esta apuesta por la sostenibilidad está alineada con el propósito de Viesgo "Energía para el mundo que queremos" y con el compromiso de la compañía con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU.

En secciones "tan relevantes" como la Seguridad y Salud, Medioambiente y biodiversidad, Empleados y Clientes, Viesgo ha recibido la máxima puntuación (100/100), donde "mantiene un firme compromiso de mejora continua y aplicar las mejores prácticas en esta materia".

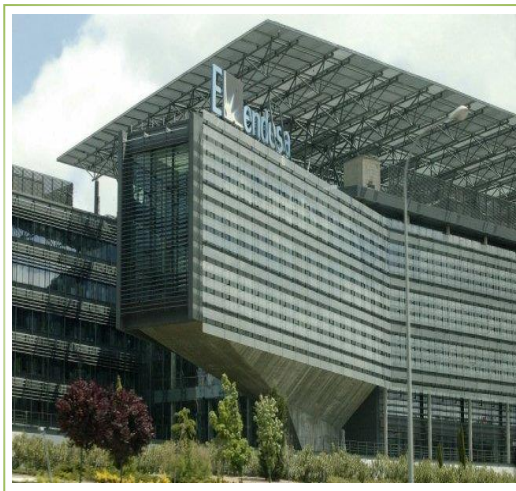
Resultados Endesa. Todo vale por el dividendo... incluso seguir aumentando la elevada deuda.

Hispanidad.com, 5 de noviembre de 2020

La energética está necesitando de nuevas y fuertes inversiones para los planes de descarbonización, lo que colisiona con su política de remuneración al accionista, sobre todo, al principal (Enel).

Pues casi vamos cerrando ya las presentaciones de los resultados del tercer trimestre y ahora acude al regulador la eléctrica **Endesa**. La empresa que tiene a **José Bogas** como CEO y que tantas líneas de gloria nos está dando a la prensa salmón no sumisa por su obsesión del "todo vale por el **dividendo**". Las cuentas llegan en un momento muy difícil para la economía productiva y por tanto de rebote directo a las empresas energéticas, que en la relación producción industrial consumo energético, tienen en esta situación mucho que perder.

La compañía, al igual que el resto del sector, se encuentra plenamente inmersa en los planes de **descarbonización**. Endesa es históricamente la más contaminante en esta producción y está necesitando de nuevas y fuertes **inversiones**, lo que colisiona con su política de remuneración al accionista, ya saben, sobre todo, al principal, que es la energética italiana **Enel** (70%), ávida por recuperar su inversión.



Efectivamente la situación sanitaria ha dado un buen "hachazo a las ventas", que **en los nueve meses** registran 12.959 millones de euros (M€) en **ingresos**, 1.846M€ menos que en 2019 (-12,5%), con un **descenso en la demanda** del 13,8% y 125M€ más en otros ingresos. Estos últimos en gran parte como consecuencia de los resultados de las variaciones en derivados de materias energéticas. Un descenso en el 6,1% de la demanda eléctrica en la península, de un 21,3% en Baleares y de un 10,1% en Canarias parece una justificación suficiente.

La situación sanitaria ha dado un buen "hachazo a las ventas", que en los nueve meses registran 12.959 millones de euros (M€) en ingresos, 1.846M€ menos que en 2019 (-12,5%)

La **producción** también desciende en el periodo en un 9,5%. La venta de electricidad desciende un 14,7%, un 18,7% la de gas y un 4,2% en distribución de electricidad. Como consecuencia, los aprovisionamientos y servicios descienden un 17,8%, 1.853M€ menos que en septiembre de 2019. Las **compras de energía** (-895M€) y el **consumo de combustibles** (-511M€) son las principales causas de este descenso. El margen de contribución queda en 4.397M€, un 0,2% superior al de 2019.

A partir de aquí, la cuenta de resultados se convierte en un monotema en torno a los **costes de reestructuraciones**. En los gastos de personal, 516M€, 243M€ menos que en 2019, debido las provisiones contabilizadas el pasado ejercicio por el plan de descarbonización, 21M€ para los ajustes de personal y el resto como consecuencia de los compromisos suscritos en el difícil parto del **convenio colectivo** en el que se incluye una importante reestructuración de plantilla. Por cierto, el sindicato **CCOO** ha recurrido estos acuerdos que firmó sólo **UGT**. Otros gastos fijos de explotación crecen sólo un 0,9% y los trabajos para el grupo en un 2,4%, por lo que el resultado bruto, 3.136M€ crece también en 238M€ un 8,2 porcentual.

La partida estrella es la de amortizaciones y pérdidas por deterioros, que se sitúa en 1.104M€, 1.459 menos que en el año pasado, cuando recogió 1.356M€ por deterioros de las centrales de ciclo de carbón y el resto por compromisos recogidos en el convenio

La partida estrella es la de amortizaciones y pérdidas por deterioros, que se sitúa en 1.104M€, 1.459 menos que en el año pasado, cuando recogió 1.356M€ por deterioros de las centrales de ciclo de carbón y el resto por compromisos recogidos en el convenio. Con esto, el resultado de explotación es de 2.032M€, que son 1.697M€ más que en 2019.

El resultado financiero es de -82M€, con un gasto financiero de 114M€, 49M€ inferior al de 2019 y continúa registrando las consecuencias de una **deuda financiera bruta** que también continúa creciendo, a pesar de que los costes descendan. La deuda en estos nueve meses se sitúa en 7.684M€, mientras que en 2019 en esta fecha era de 6.607M€, 1.077M€ más y que mucho me temo que seguirá creciendo. Y la **deuda financiera neta** ha pasado en un año de 6.377M€ a 7.407M€, y el **apalancamiento ya es del 86,79%**. Por su parte, la **liquidez** se limita a 270M€, un 21,1% más que en 2019, con una generación de efectivo y medios líquidos de 47M€ en los primeros nueve meses, que en los del 2019 fue de 193M€.

El **resultado neto atribuido**, lo he dejado para el final pues parece que para la compañía sólo sirva para determinar el importe de los dividendos que pagará a su accionista principal y ha sido de 1.511M€, 1.335M€ más que en 2019.

Parece evidente que con la generación de efectivo que está consiguiendo la deuda está destinada a un ejercicio de un crecimiento importante.

Iberdrola lanza un 'megaplán' de inversión de 75.000 millones de euros hasta 2025

elperiodicodelaenergia.com, 5 de noviembre de 2020

Iberdrola ha lanzado un 'megaplan' de inversión histórico por **75.000 millones de euros** para el período 2020-2025, el mayor de una empresa española, con el objetivo de adelantarse y aprovechar las oportunidades de la revolución energética que afrontan las principales economías del mundo e impulsar la reactivación ante la actual crisis del Covid-19, anunció el grupo con motivo de su Capital Markets Day.

En concreto, el 90% de este volumen de inversión -68.000 millones de euros- será orgánico e irá dirigido a consolidar su modelo de negocio, basado en más energías renovables, más redes, más almacenamiento y más soluciones inteligentes para sus clientes.

Los 7.000 millones de euros restantes corresponden a **la adquisición recientemente anunciada de la compañía americana PNM Resources**.

La velocidad de crucero que impondrá en este periodo el grupo presidido por **Ignacio Sánchez Galán** supondrá una inversión media de 10.000 millones de euros al año, entre 2020 y 2022, y de 13.000 millones de euros anuales en el período de 2023 y 2025.

Este ritmo inversor estará a la vez acompañado de un crecimiento rentable durante el período, mientras mantiene la solidez financiera y la retribución a sus accionistas.



Así, la energética **prevé obtener un beneficio bruto de explotación (Ebitda) de 15.000 millones de euros a 2025**, lo que supone incrementar en 5.000 millones de euros el obtenido en 2019, registrando un crecimiento medio anual acumulado del 7%, y **eleva su beneficio neto hasta los 5.000 millones de euros**, tras crecer anualmente durante el período entre un 6% y un 7%.

Esto supone que al final del periodo el grupo estima un crecimiento en sus ganancias de casi el 47% con respecto al beneficio récord de más de 3.400 millones de euros que alcanzó en 2019.

Asimismo, Iberdrola ha realizado una revisión al alza de las perspectivas a 2022 del grupo, pese a afrontar el contexto del Covid-19. Y así, el beneficio neto en 2022 se situará en un rango entre 4.000 millones y 4.200 millones de euros, frente a los 3.700-3.900 millones previstos para ese año en el plan 2018-2022.



Inversiones brutas 2020-2025: 75.000 M Eur

68.000 M Eur de inversiones orgánicas y 7.000 M Eur¹ por la transacción de PNM Resources

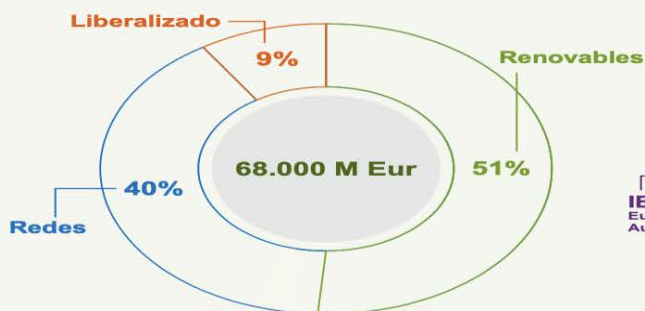


El crecimiento representa el 75% del total de la inversión orgánica (50.000 M Eur)

¹ Estimación de Iberdrola sobre la transacción de PNM Resources.

51% de la inversión orgánica en renovables y ~85% en Europa y EEUU...

Inversión Orgánica Bruta por Negocios



Inversión Orgánica Bruta por Geografía



...más del 83% en países con calificación crediticia A

² En base a la categorización de Standard & Poor's.

PAY OUT' ENTRE EL 65% Y EL 75%.

En lo que respecta a la retribución al accionista, aumentará en línea con los resultados y se establece un suelo creciente de entre 0,40-0,44 euros por acción a 2025. La política de dividendos se mantiene y **sitúa el 'pay out' entre el 65% y el 75%.**

El grupo continuará ejecutando su programa 'Iberdrola Retribución Flexible' con sus correspondientes programas de recompra, que evitan la dilución de los accionistas.

Mientras, las inversiones brutas se elevarán un 35% y alcanzarán los 50.000 millones -de estas, serán 36.000 millones en el período 2020-2022-, frente a los 38.000 millones previstos, y las eficiencias se elevarán a unos 1.600 millones, superando los 1.200 millones de euros previstos en el anterior plan y manteniendo el rating en niveles 'BBB+/ Baa1'.

Con este plan inversor para los próximos seis años, el mayor de una empresa española, Iberdrola espera contribuir a la dinamización del tejido industrial y el empleo en los países donde el grupo opera.

«Nuestro modelo de negocio, tras 20 años anticipando la transición energética, nos sitúa como un agente tractor clave en la transformación del tejido industrial, impulsando con nuestra experiencia, compromiso social y capacidad financiera, un modelo de crecimiento económico sostenible a largo plazo capaz de hacer frente a los retos actuales de la sociedad», subrayó Galán.

El grupo mantendrá como ejes de su actividad la economía social de mercado y la Agenda 2030 de las Naciones Unidas, y las inversiones y las compras de bienes y servicios a sus más de 22.000 proveedores contribuirán al sostenimiento de alrededor de 500.000 puestos de trabajo en 2025 en el mundo.

CERCA DE 20.000 NUEVAS CONTRATACIONES EN EL PERIODO

Asimismo, **prevé cerca de 20.000 nuevas contrataciones** en el grupo durante el mismo periodo -a 2022 serán más de 10.000 contrataciones e impulsará la creación de hasta 30.000 puestos de trabajo-.

La compañía, que solo en 2019 contribuyó a la fiscalidad de los países donde opera con 8.200 millones de euros, espera que su esfuerzo fiscal aumente en 2025, hasta los 12.000 millones de euros, siendo la media anual en los próximos seis años de 10.300 millones de euros.

SIN AFECTAR A LAS CALIFICACIONES Y DESINVERSIONES POR 3.000 MILLONES

Asimismo, Iberdrola prevé mantener sus calificaciones crediticias en niveles 'BBB+/Baa1' y sus ratios de deuda actuales, soportados por su capacidad de generar mayores flujos de caja. La compañía mantiene una fuerte diversificación de sus fuentes de financiación, que le permiten un acceso a diferentes mercados y la gestión activa de liquidez, que se sitúa entre los 15.000 millones y los 22.000 millones de euros.

Igualmente, Iberdrola mantendrá un enfoque flexible en función de las oportunidades de inversión y las ratios financieras. Completadas desinversiones de 4.600 millones de euros a 2020 -por encima de los 3.500 millones previstos a 2022-, prevé nuevas desinversiones de unos 3.000 millones de euros entre 2021 y 2025.

ALCANZAR LOS 60 GW EN 2025, DUPLICANDO SU POTENCIA

El impuso inversor en las renovables **permitirá a Iberdrola alcanzar los 60 gigavatios (GW) en 2025**, después de llegar a los 44 GW de capacidad instalada en 2022. Esto supondrá duplicar su potencia actual, con gran impulso a la tecnología eólica marina, con 4 GW al final del periodo, una tecnología que aporta cinco veces el Ebitda/MW frente a la energía solar fotovoltaica y tres veces frente a la energía eólica terrestre.

Asimismo, el grupo **crecerá de manera destacada en solar fotovoltaica, con una previsión de 16 GW instalados al final del periodo** y reforzará su liderazgo en eólica terrestre e hidroeléctrica, con 26 GW y 14 GW instalados en 2025, respectivamente.



Para materializar el plan, Iberdrola cuenta con una cartera en renovables por un total de 70,5 GW distribuidos por sus áreas tradicionales -reforzadas este año y con nuevos mercados como Australia, Japón y Suecia-. Por tecnologías, 30,7 GW son fotovoltaicos; 20,2 GW, eólicos marinos y 16,3 GW, terrestres. En la actualidad, la compañía avanza en la construcción de 7 GW y tendría hasta 11 GW en ejecución en 2025.

En lo que se refiere a las redes, la compañía destinará un 40% de esas inversiones orgánicas -una cifra de más de 27.000 millones- con las que situará la base de activos regulados del grupo en 47.000 millones de euros en 2025, 1,5 veces su valor actual. Esta cifra contempla inversiones en transmisión, que alcanzarán los 4.000 millones. Además, prevé aumentar su base de clientes en el mundo hasta los 60 millones, frente a los 42 millones a cierre de 2019.

También el grupo convertirá el hidrógeno verde en un vector estratégico para el segmento industrial. En este sentido, y en línea con los planes de recuperación europeos, la compañía prevé la instalación de 600 MW a 2025 -serán 800 MW a 2027, junto a Fertiberia- y producirá 15.000 toneladas de hidrógeno renovable.

HORIZONTE A DIEZ AÑOS

En la presentación de las previsiones operativas y financieras a 2025 y, en línea con los objetivos climáticos de sus principales mercados, la compañía ha avanzado también un horizonte a diez años, en el elevaría a 95 GW su capacidad renovable instalada -tras multiplicar por 2,5 su potencia eólica terrestre y solar y por 4,5 la marina- y por dos sus activos regulados hasta los 60.000 millones de euros a 2030. Al final de este período, la base de sus contratos con clientes crecería hasta los 70 millones y a 85.000 las toneladas de hidrógeno verde.

Acciona mantiene su compromiso de sumar 5GW y ve potencial para 1,3 GW adicionales

Merca2.es, 6 de noviembre de 2020

Acciona ha mantenido sin cambios su objetivo de sumar otros 5 gigavatios (GW) de potencia renovable instalada hasta el año 2024, **a pesar de la incertidumbre en torno a la evolución de la pandemia, y ve potencial para instalar otros 1,3 GW adicionales durante este periodo.**



Según el director financiero de la compañía, José Ángel Tejero, siempre y cuando se den unas circunstancias favorables en el mercado para acometer la inversión necesaria, Acciona podría rebasar su objetivo y sumar más instalaciones a su cartera.

En una conferencia con analistas en la que ha presentado los resultados relativos a los nueve primeros meses del año, Tejero detalló que esta capacidad renovable adicional se financiaría con la rotación de activos y con el apoyo financiero de socios minoritarios en algunos proyectos.

La compañía, que cuenta actualmente **con más de 10,5 GW instalados, ha desarrollado 392 megavatios (MW)** desde enero de este año a la espera de concluir la instalación de otros 682 MW que, al cierre de septiembre, en encontraban en construcción.

Para avanzar en este ritmo de desarrollo de proyectos, Acciona ha invertido en los primeros nueve meses del año 618 millones de euros, de los que 502 millones han ido destinados a capacidad renovable, sobre todo en plantas de energía eólica en México, Estados Unidos y Chile.

Asimismo, en los últimos meses, la compañía presidida por José Manuel Entrecanales ha aprobado inversiones para la instalación de 2,5 GW adicionales que comenzarán a construirse el próximo año.

INCERTIDUMBRE SOBRE EL CUARTO TRIMESTRE

Por otra parte, el director financiero también trasladó sus dudas sobre la evolución de la crisis sanitaria en el último trimestre del año, ante la previsión de que la segunda ola conlleve un nuevo confinamiento, sobre todo en el Hemisferio Norte.

Por ello, después de que sus actividades se normalizaran en el tercer trimestre, incluso incrementándose con el relajamiento de las restricciones a la movilidad, Tejero ha asegurado que es consciente de que la pandemia "todavía no ha acabado" y que hay "incertidumbre" sobre el último trimestre del año.

Acciona obtuvo un beneficio neto atribuible de 78 millones de euros en los primeros nueve meses del año, lo que supone una caída del 63,4% respecto al mismo periodo del año pasado, como consecuencia de la crisis sanitaria, que le ha ocasionado un impacto negativo acumulado de 759 millones de euros, sobre todo en su negocio de infraestructuras.

No obstante, a pesar del entorno provocado por la pandemia, la firma logró registrar una cifra récord de 15.966 millones de euros en su cartera de infraestructuras en este periodo, al mismo tiempo que mantiene una inversión de 660 millones destinada, sobre todo, a desarrollar nueva capacidad renovable.

El Gobierno subastará un mínimo de 19 GW hasta 2025: la primera licitación llevará al menos 3.100 MW y se producirá el próximo diciembre.

elperiodicodelaenergia.com, 6 de noviembre de 2020

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha iniciado el periodo de información pública de la Orden por la que se regula el primer mecanismo de subasta de energía renovable con el nuevo marco retributivo.

Se trata del primer calendario de las subastas renovables en el periodo 2020-2025. Según los cálculos del Gobierno, el volumen de las subastas será alcanzar un mínimo de 19,3 GW de nueva potencia renovables.

El Ministerio tiene previsto para este año realizar la primera subasta de renovables, que previsiblemente se producirá en el próximo mes de diciembre tras conocerse en las próximas semanas la resolución con los productos a subastar y las normas del proceso.



Está previsto que esta primera subasta adjudique un mínimo de 3.100 MW, de los que al menos 1.000 MW serán de eólica, otros 1.000 MW serían de fotovoltaica y otros 80 MW de biomasa.

Para alcanzar los más de 19 GW, el Gobierno tiene previsto al menos subastar cada año unos 1.500 MW de eólica, 1.800 MW de fotovoltaica, unos 100 MW de termosolar y unos 20 MW de otras tecnologías aproximadamente.

De tal manera que para el año 2025 estén bajo este mecanismo los 19 GW, que significaría aproximadamente un 70-80% de la potencia a instalar en el país según las previsiones del Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC).

Fuentes del Gobierno señalan que previsiblemente estos objetivos del PNIEC se adelantarán dos años, a 2023, gracias al apoyo de los fondos de reconstrucción europeos y que por tanto y teniendo en cuenta los objetivos mínimos de subastas representen la mitad de lo que se instale para ese año.

Productos varios

Las subastas de renovables van a ser muy específicas ya que se establecerán distintos productos. La orden permitirá convocar subastas para instalaciones renovables formadas por una o varias tecnologías (hibridación) permitiendo el almacenamiento siempre que éste se destine a gestionar la energía producida por la propia instalación.

El producto a subastar será la potencia instalada y los participantes pujarán ofertando el precio que están dispuestos a cobrar por la energía que genere la instalación. Los mecanismos de apoyo podrán incluir varios productos diferenciados dirigidos a distintas tecnologías o conjuntos de tecnologías distinguibles por sus especificidades. Dentro de cada producto podrán establecerse reservas mínimas de producto a adjudicar a una o varias tecnologías.

Adicionalmente, la Resolución por la que se convoque la subasta podrá establecer requisitos y condiciones adicionales exigibles relativos a los compromisos adquiridos por el proyecto con el territorio, la estimación de su impacto sobre el empleo local y sobre la cadena de valor industrial local, regional y nacional, así como, en el ámbito de la economía circular, las medidas contempladas en relación con el tratamiento de los equipos al final de su vida útil. De esta forma se cumplirá con lo establecido con los territorios afectados por la Transición Energética Justa.

Plazos a cumplir

El Ministerio solicitará a los adjudicatarios de las subastas unas garantías para cumplir con el desarrollo de los proyectos de renovables. De esta forma se establecerá una cantidad de 60.000 €/MW, es decir, que una planta de 50 MW tendrá que abonar un total de 3 millones de euros por adelantado.

Después, si cumple una serie de hitos, el Ministerio devolverá a los desarrolladores parte de las garantías. De tal manera, que en si en los primeros seis meses el adjudicatario identifica el proyecto se le devolverán 12.000 €/MW. Si al pasar el año el adjudicatario no consigue la autorización administrativa de construcción de la planta perdería unos 18.000 €/MW.

Para poder recibir los 30.000 euros restantes por MW, el adjudicatario tendrá que conectar la planta en el tiempo que estime oportuno el Ministerio, que se conocerá en la resolución de cada subasta, porque cada tecnología tendrá unos plazos. «No es lo mismo instalar fotovoltaica que eólica o termosolar».

Para que se tenga en cuenta, estos 60.000 €/MW son adicionales a los 40.000 €/MW que se depositan para poder obtener el puntos de acceso y conexión. Así que para comenzar a hablar, el desarrollador tendrá que poner 100.000 €/MW para desarrollar las plantas de renovables. Una cifra que no todo el mundo se puede permitir.

Porcentaje de hasta el 25%

Con el objetivo de optimizar la integración de renovables en el sistema y maximizar el ahorro para la factura eléctrica, se puede establecer que el precio resultado de la subasta sea corregido con incentivos de participación del adjudicatario en el mercado, introduciendo cierta exposición de las instalaciones al mercado eléctrico. La orden establece el porcentaje de ajuste de mercado en un 25% para las tecnologías más maduras con capacidad de gestión de su nivel de producción y en un 5% para las que no dispongan de dicha capacidad.

De esta forma se premiará a las instalaciones que vayan con almacenamiento.

Galán no entiende que se hagan subastas “cuando hay disposición a invertir”

Cincodías.com, 6 de noviembre de 2020

No descarta participar en las que se van a celebrar en España

El presidente de Iberdrola, Ignacio Sánchez Galán, aseguró ayer en la conferencia para la presentación de su plan estratégico 2020-2025 que la compañía decidirá si participa o no en las próximas subastas de renovables en España, dependiendo de las condiciones, aunque consideró que el Gobierno no tiene por qué asumir ese compromiso, cuando hay disposición a hacer inversiones.

En este sentido, comentó que el Gobierno dicta la política y “a nosotros nos corresponde decidir si seguimos adelante”, aunque puntualizó que “probablemente seguiremos adelante”. Iberdrola no participa en todas las subastas, solo en algunas de ellas, con un éxito del 70%.

Para las renovables, la compañía utiliza distintos caminos, como los contratos a largo plazo o PPA, “que hemos firmado con importantes empresas como Google o Amazon”, las subastas o el mercado.

Sobre la irrupción de la nueva competencia en el mercado eléctrico, como las petroleras, el presidente de Iberdrola le dio “la bienvenida” y le deseó “que en los próximos años aprendan tanto como nosotros en 120 años”, ironizó.

Para materializar su nuevo plan, Iberdrola parte con una de las carteras renovables más grandes de la industria: 70,5 GW distribuidos por sus áreas tradicionales (reforzadas este año y con nuevos mercados como Australia, Japón y Suecia) y principales tecnologías: 30,7 GW fotovoltaicos; 20,2 GW eólicos marinos, y 16,3 GW terrestres.



En la actualidad, la compañía avanza en la construcción de 7 GW y tendría hasta 11 GW en ejecución en 2025.

Las redes siguen considerándose un factor clave en la electrificación de la economía y dinamización de los territorios. Y, así, junto a las renovables, en el modelo y estrategia de Iberdrola continuarán teniendo gran peso los activos regulados. La energética destinará un 40% de sus inversiones orgánicas a redes (más de 27.000 millones), con las que situará la base de activos regulados del grupo en 47.000 millones en 2025, 1,5 veces su valor actual. Esta cifra incluye inversiones en redes, que alcanzarán los 4.000 millones.

La progresiva electrificación de los usos energéticos permitirá a Iberdrola aumentar su base de clientes. Al final de 2025, la compañía elevará a 60 millones los contratos con clientes en el mundo, frente a los 42 millones a cierre de 2019.

Pese al ritmo inversor sin precedentes para los próximos años, Iberdrola prevé mantener sus calificaciones crediticias en niveles BBB+/Baa1 y sus ratios de deuda actuales, soportados por su capacidad de generar mayores flujos de caja. La sociedad mantiene una fuerte diversificación de sus fuentes de financiación, que le permiten un acceso cómodo a diferentes mercados. Cuenta con una liquidez entre los 15.000 millones y los 22.000 millones de euros. Iberdrola se ha convertido en el mayor emisor de bonos verdes del mercado. Más de un 60% de la financiación se basan en este tipo de deuda y “los eurobonos seguirán siendo la principal vía de financiación”, indicó ayer el director financiero de Iberdrola, José Sainz Armada.

Los planes estratégicos de las energéticas del Ibex se escriben en verde.

Eleconomista.es, 8 de Noviembre de 2020

Repsol, Naturgy y Endesa tienen pendiente actualizar sus hojas de ruta

Iberdrola ha presentado su plan de inversión más ambicioso

La crisis del Covid-19 **se ha llevado por delante los planes estratégicos de multitud de cotizadas**. Este no ha sido el caso de las eléctricas, que han resistido mucho mejor. Aun así, los gigantes energéticos están actualizando sus hojas de ruta -algunos como Iberdrola ya la han presentado- para los próximos años, con especial protagonismo para la energía renovable.



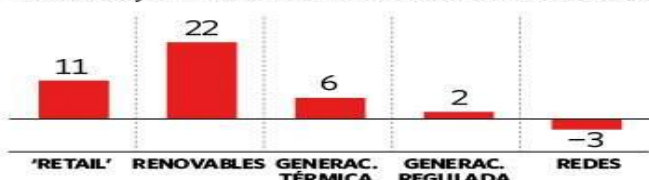
En términos generales, las eléctricas creen que hay una oportunidad importante en este negocio para crecer y que el fondo de recuperación de la UE será positivo y beneficioso.

El gran riesgo es la amenaza de competidores como las grandes petroleras -**también Repsol busca crecer en este nicho**- y las consecuencias en márgenes, pero consideran que el tamaño del mercado deja espacio para todos y que serán competidores razonables a la hora de fijar precios. Pero, ¿qué espera el mercado de estos planes?

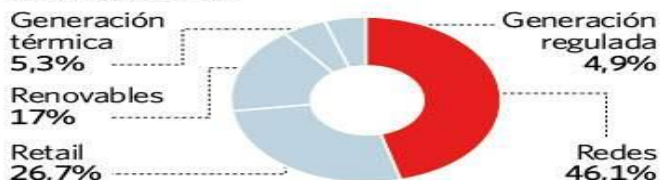
Iberdrola es la firma más 'verde'

Endesa

CÓMO CRECERÁ EL NEGOCIO DE ENDESA (%)*
Generación y suministro. Crecimiento anualizado 2019-2022

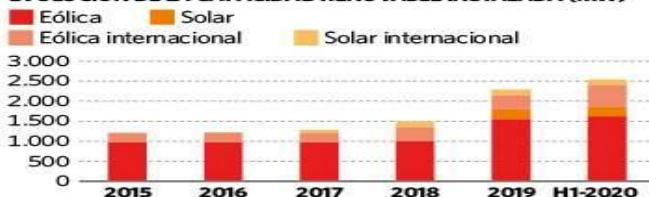


CÓMO QUEDARÁ DISTRIBUIDO EL NEGOCIO (%)
Beneficio bruto 2022



Naturgy

EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD RENOVABLE INSTALADA (MW)



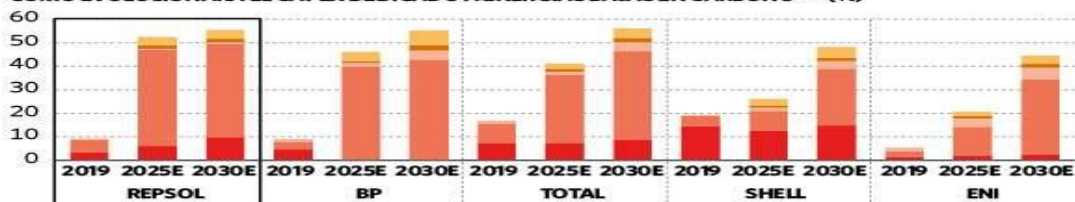
PESO POR NEGOCIOS EN LA VALORACIÓN (%)**
Valor de la empresa



REPSOL

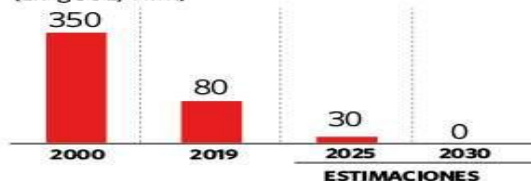
- Petroquímicas
- Electricidad baja en carbono
- Producción de biocombustibles
- Tecnología de captura de carbón
- Producción de hidrógeno

CÓMO EVOLUCIONARÁ EL CAPEX DEDICADO A ENERGÍAS BAJAS EN CARBONO* (%)**



IBERDROLA

EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE IBERDROLA
(En gCO₂/Kwh)



EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD RENOVABLE DE IBERDROLA
Renovable (gigavatios) % del total



(*) Estimaciones de Bernstein. (**) Estimaciones de BofA. (***) Estimaciones de Goldman. (****) Estimaciones.

Fuente: Bernstein, BofA, Goldman, RBC Capital Markets e Iberdrola.

elEconomista

Iberdrola

Desveló esta semana su hoja de ruta hasta 2025 con un plan de inversión de 75.000 millones de euros hasta 2025, que irá destinado principalmente a renovables -34.680 millones-, un 51% del total. Unos objetivos que han tenido una buena acogida en bolsa y entre los analistas, que en líneas generales han elevado al alza sus valoraciones. "La estrategia de Iberdrola ha colocado a la compañía en una posición de liderazgo a nivel mundial", señala Goldman Sachs, y destaca que el ritmo de inversiones anunciado, unos 13.000 millones de euros al año, superó al consenso. También subraya que se trata de un 35% más que durante el plan estratégico anterior y un 85% más que en los últimos tres años. El banco ve a la utility en 13 euros, lo que representa un potencial del 18%.

UBS valora positivamente el nuevo objetivo de 15.000 millones de euros de ebitda para 2025, el incremento del capex sobre el plan de 38.000 a 50.000 millones de euros, y que el dividendo aumentará a 0,44 euros por acción desde un suelo de 0,40 euros a partir de 2023. En este sentido Fidentiis señala que con una rentabilidad por dividendo del 4,2% en 2022 y del 5% en 2025, "son múltiplos atractivos teniendo en cuenta las atractivas perspectivas del sector".

Endesa

El 25 de noviembre Endesa actualizará su plan estratégico y dará las guías para el periodo 2021-2023. La compañía ya dio un giro a su negocio al anunciar que en 2021 reduciría al 80% el porcentaje del beneficio dedicado al dividendo y que en 2022 este porcentaje caería al 70%. Luca Passa, director Financiero de la firma, ya indicó en una entrevista a *elEconomista* **que ese 70% sería un objetivo de medio y largo plazo** y el motivo principal de esta reducción está en las oportunidades de crecimiento a capturar.

Está cambiando su mix de negocio y los analistas esperan que pueda incrementar de forma rápida su beneficio en renovables. "Multiplicará por dos el incremento anual de renovables a partir de 2022 y esto se verá impulsado por los paquetes de estímulos verdes y por la intención de España de reintroducir las subastas renovables", indican en Bernstein, donde esperan que este segmento sea el 17% del beneficio bruto en 2022. A favor de este crecimiento está el apalancamiento más bajo entre las grandes del sector -1,7 veces ebitda- y el coste de financiación más reducido -del 1,8%-, lo que le da margen para aumentar sustancialmente su inversión. Ya incrementó su objetivo de capex para el periodo 2020-2022 a 5.800 millones, pero los analistas ven margen para más. "Si alguien puede crear valor de la transición energética ese es Endesa. El fuerte crecimiento del grupo no es solo orgánico, también autofinanciado, por lo que puede combinarlo con la optimización financiera", indican en Citi.

Naturgy

La firma capitaneada por Francisco Reynes **todavía no ha fijado fecha para su actualización estratégica**, que se espera que se produzca a lo largo de noviembre. Los analistas esperan que la compañía ajuste sus previsiones financieras y que la estrategia de la compañía pase por un giro al negocio eléctrico, que ya tiene un peso importante dentro de las valoraciones.

"Habiendo completado la descarbonización, Naturgy está en posición ventajosa para moverse a la fase de la electrificación de la economía. El plan de inversión fijará la ruta para lograr esto. Otro foco principal será su estrategia para desarrollar un gas verde, incluido el hidrógeno", apuntan en Barclays. En el banco británico calculan que cada 5% de cuota de mercado que pase al negocio eléctrico, Naturgy añadiría 2 euros a su precio objetivo. "Nuestra valoración incluye una pequeña proporción de proyectos renovables. Esta parte se volverá cada vez más relevante a medida que incremente la visibilidad de los mismos", señalan.

En la entidad calculan que a cierre de este año tendrá 1,8 gigavatios verdes y que para 2035 podría haber multiplicado por 2,6 esta cifra. Por su parte, en Bank of America creen que "Naturgy está posicionada para auto ayudarse y cambiar sus ganancias apoyándose en la venta de activos, reinvertiendo en renovables y con nuevos objetivos de costes, con un viento a favor de la recuperación del precio del gas".

Repsol

Con el acelerón que se ha producido en los últimos años a la energía verde, la mayor parte de las petroleras se han lanzado a capturar parte de este negocio y una de las primeras en hacerlo fue Repsol con la creación de Repsol Electricidad y Gas hace ya dos años y el incremento de sus objetivos en renovables a finales del pasado ejercicio. Para 2025 esperaba tener 7,5 gigavatios verdes y en Mirabaud calculan que ya han alcanzado el 80% de esta meta. **El 26 de noviembre será cuando presente su nueva hoja de ruta** y los analistas prevén que acelere en este negocio en sus nuevos planes.

En este sentido, en una conferencia con analistas Josu Jon Imaz reconoció que la compañía estudia cuál es la estructura de capital para impulsar la rentabilidad del capital y admitió la posibilidad de sacar este negocio a bolsa. En Goldman estiman que Repsol tiene capacidad para gastar el 50% de su capex en actividades bajas en carbono en 2025, uno de los niveles más elevados del sector. "Tiene intenciones ambiciosas en transición energética y tiene un tamaño en el que estas pueden ser rápidamente transformacionales. Para aquellos que busquen una recuperación que se beneficie del viento a favor en Europa de reconstruir de forma mejor, Repsol puede potencialmente dar unos buenos resultados", indican en Citi.

Así es cómo Repsol gestiona mejor la energía con un 'mix' de meteorología y 'Big Data'.

Elperiodicodelaenergia.com, 9 de noviembre de 2020



Repsol cuenta con un Hub de **Data & Analytics & Artificial Intelligence** dedicado a extraer valor de los tres millones de gigas en datos que la compañía maneja diariamente, con el fin de aplicar la meteorología y el 'big data' a una mejor gestión de la energía.

En concreto, en este 'hub' trabajan 52 especialistas en analítica de datos con diferentes perfiles (translator analytics, ingenieros especializados en datos, data scientists y data managers) y que colaboran con 400 profesionales de las diferentes unidades de negocio para extraer valor de esos datos, según informa la compañía en su última 'Newsletter'.

La información meteorológica se ha convertido en una variable clave en los procesos de 'big data' con los que las empresas generan modelos predictivos para sus prácticas comerciales y de planificación. Así, la energética presidida por Antonio Brufau utiliza las previsiones meteorológicas, por ejemplo, en la gestión de las instalaciones de electricidad renovable, para ofrecer a sus clientes consejos sobre eficiencia energética en el hogar o para prever incidencias en las rutas marítimas de su negocio de 'trading'.

«Las variables meteorológicas afectan a nuestra actividad, el cambio climático es un ejemplo de ello», señala la responsable de Data Science del Hub de Data & Analytics & Artificial Intelligence de Repsol, **Julia Díaz**, subrayando que, por tanto, la compañía tiene que «estar abierta a los avances de una ciencia que innova de forma continua» y que cada vez aporta mayor precisión en sus pronósticos sobre los fenómenos atmosféricos, que tienen gran complejidad.

Para que estas técnicas de analítica avanzada den buenos resultados «es fundamental que los datos que se introducen en los cálculos sean de calidad», indica Díaz, por lo que Repsol colabora con la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET).

ALIANZA CON MICROSOFT

Además, en la vertiente tecnológica, Repsol tiene una alianza estratégica con la multinacional **Microsoft** que incluye el alojamiento de su plataforma de Data & Analytics en Azure, la 'nube' de la compañía estadounidense.

Utilizar el automóvil, comprar carburantes de calefacción o agua mineral en una estación de servicio son decisiones afectadas por la temperatura, el viento o la pluviosidad, variables «que se aplican continuamente en la práctica comercial para dimensionar cuál va a ser la demanda o los precios», añade Díaz.

En este sentido, Repsol emplea el concepto 'Grados día', elaborado a partir del pronóstico de temperatura de la AEMET y de los análisis de sus negocios, para aproximar tendencias que respondan a las necesidades de sus clientes, una herramienta que ayuda a anticipar, por ejemplo, el consumo de GLP (butano y propano) para calentar los hogares y preparar la cadena logística.

Asimismo, el Hub de Data & Analytics & AI trabaja en un proyecto para emitir recomendaciones técnicas de eficiencia energética dirigidas a sus clientes de electricidad y gas.

GESTIÓN DE LAS RENOVABLES

Repsol, que también genera y comercializa electricidad baja en emisiones y cuenta con proyectos renovables -en operación y desarrollo- con una capacidad de 6.100 megavatios (MW), también enfoca la aplicación de la meteorología a la gestión de los parques eólicos y fotovoltaicos.

En este sentido, lo aplica al estudio de posibles emplazamientos o las predicciones de producción de las instalaciones en funcionamiento, una variable a tener cada vez más en cuenta.

A este respecto, Díaz subrayó que para optimizar la integración de las energías renovables en el mercado eléctrico es fundamental disponer de un pronóstico de la producción «lo más preciso posible, que cruzamos con otras estrategias de precios y previsión de la demanda para decidir cuál es el mix energético de nuestra generación con el que acudimos a la subasta».

TÉCNICAS DE 'MACHINE LEARNING'

Otra vía de trabajo en curso que hará evolucionar la meteorología es la aplicación de técnicas de 'Machine Learning' e Inteligencia Artificial, similares a las que ya está empleando el grupo para sus escenarios de negocio.

Se trata de tecnologías cognitivas que entrenan a los ordenadores con predicciones y comportamientos pasados para que aprendan de manera automática y aporten mayor precisión en los cálculos.

El Gobierno da luz verde ambiental a la mayor planta fotovoltaica de Europa que desarrollará Iberdrola en Cáceres con 590 MW

Elperiodicodelaenergia.com, 9 de diciembre de 2020

El Ministerio para la Transición Ecológica ha formulado la declaración de impacto ambiental favorable al proyecto de planta fotovoltaica «FV Francisco Pizarro» promovida por **Iberdrola** en la provincia de Cáceres, que con una potencia de **590 MWp** la convierte en la más grande de Europa.

El Boletín Oficial del Estado (BOE) ha publicado este lunes la resolución de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental por la que se da el visto bueno ambiental a este proyecto, que se desarrollará en los términos municipales de Aldeacentenera y Torrecillas de la Tiesa.



En ella se establecen las condiciones ambientales, incluidas las medidas preventivas, correctoras y compensatorias, que resultan de la evaluación ambiental practicada, en las que se debe desarrollar el proyecto para la adecuada protección del medio ambiente y los recursos naturales.

La instalación ocupará una superficie aproximada de 1.078 hectáreas en cinco recintos, de las cuales, aproximadamente 310 corresponden a la superficie neta ocupada por las infraestructuras proyectadas.

Estará compuesta de 142 instalaciones -138 de 14.162,5 kWp y 4 de 3.862,80 kWp-, las cuales disponen de un centro de inversión-transformación.

La subestación eléctrica elevadora de 30/400 kV se ubica en el término de Aldeacentenera y ocupa una superficie de 5,67 hectáreas.

La infraestructura de evacuación afecta, además de a este municipio y el de Torrecillas de la tiesa, a las localidades de Deleitosa, Jaraicejo, Casas de Miravete, Higuera, Almaraz, Saucedilla y Romangordo y Aldeacentenera, todos ellos en la provincia de Cáceres.

La compañía anunció que esta planta comenzaría a operar en 2022.

Las mujeres ganan un 5% más de media que los hombres en Iberdrola

Eleconomista.es, 9 de noviembre de 2020

La compañía quiere pasar de un 20% a un 30% de directivas para el año 2030

La eléctrica liga el pago del bono 2020-2022 a sus directivos a avanzar en los ODS



Iberdrola acaba de lanzar su primer informe de Diversidad e inclusión en línea con la práctica de algunas de las mayores empresas europeas. En dicho documento, la eléctrica española asegura que la remuneración anual media total de las mujeres empleadas del grupo es superior a la de los hombres. Concretamente, 50.086 euros para las mujeres frente a los 47.614 euros de los hombres, en 2019, es decir, 2.472 euros menos, un 5,1%.

Iberdrola, indica el informe, ha impulsado la igualdad salarial entre hombres y mujeres, dentro de su Política de igualdad de oportunidades y conciliación, contemplando igual retribución por el mismo trabajo y la revisión salarial con criterios comunes para los dos géneros.

En 2019, la plantilla de Iberdrola estaba integrada por más de 35.000 trabajadores de 64 nacionalidades, en la que conviven más de cuatro generaciones. En el grupo, la presencia de mujeres en puestos directivos ascendía al 20%; un peso que la compañía quiere incrementar paulatinamente hasta alcanzar el 30% en 2025. En los últimos cinco años, según recoge el informe, se han registrado avances significativos en este ámbito incrementándose en un 31,3% el número de mujeres en puestos directivos. En el ámbito de su Consejo de Administración, a 2019, el 43% está integrado por mujeres, superando lo establecido en el Código de Buen Gobierno de la CNMV, y sus miembros eran de cinco nacionalidades.

La compañía cuenta con un buzón de denuncias -en 2019 se recibieron 33 de las que seis derivaron en amonestación escrita- y ha creado una comisión para impulsar y seguir los avances en materia de diversidad e inclusión.

Entre las mejores prácticas del grupo en inclusión se encuentran en España la jornada continuada, desde 2007, y otras medidas superiores a las que marca la ley de permisos de maternidad y paternidad y excedencias.

En el Reino Unido, Scottish Power desarrolla el programa Breaking Barriers, que ofrece cualificación reconocida y experiencia laboral a jóvenes con dificultades de aprendizaje. En Brasil, la Escuela de Electricistas para mujeres lanzada por Neoenergía las capacita con formación específica para promover su participación en el mercado laboral en el sector eléctrico. Otro ejemplo lo encontramos en México y su programa Impulso STEM para fomentar el estudio de ingenierías en la juventud oaxaqueña, especialmente entre mujeres. En Estados Unidos, Avangrid fomenta con diferentes programas la inclusión de veteranos de guerra.

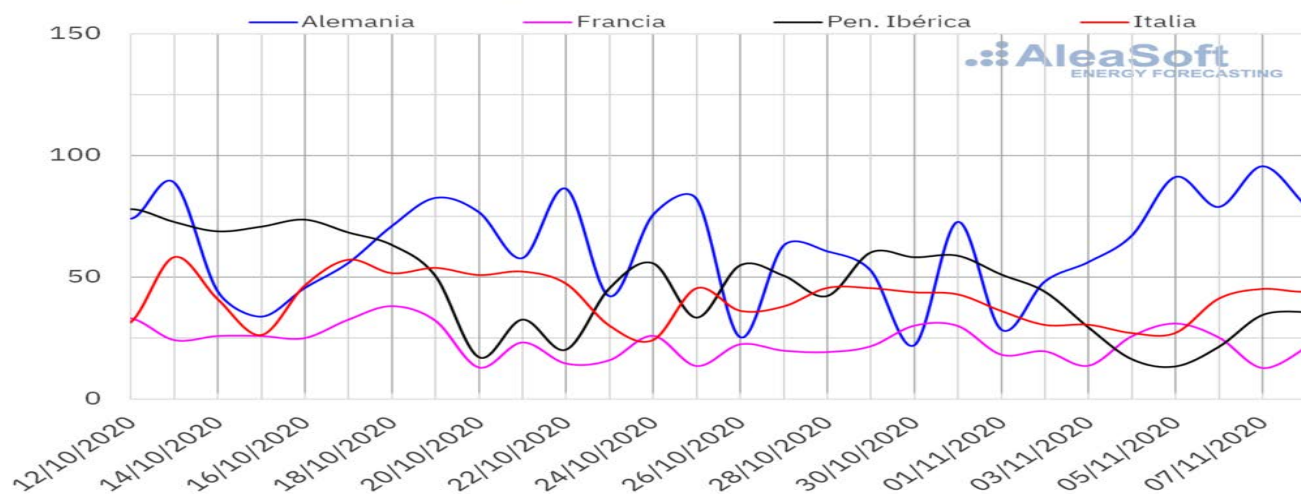
Se va el viento y aumenta el frío, consecuencia, el precio de la electricidad vuelve a subir con fuerza en los mercados eléctricos.

Elperiodicodelaenergia.com, 10 de noviembre de 2020

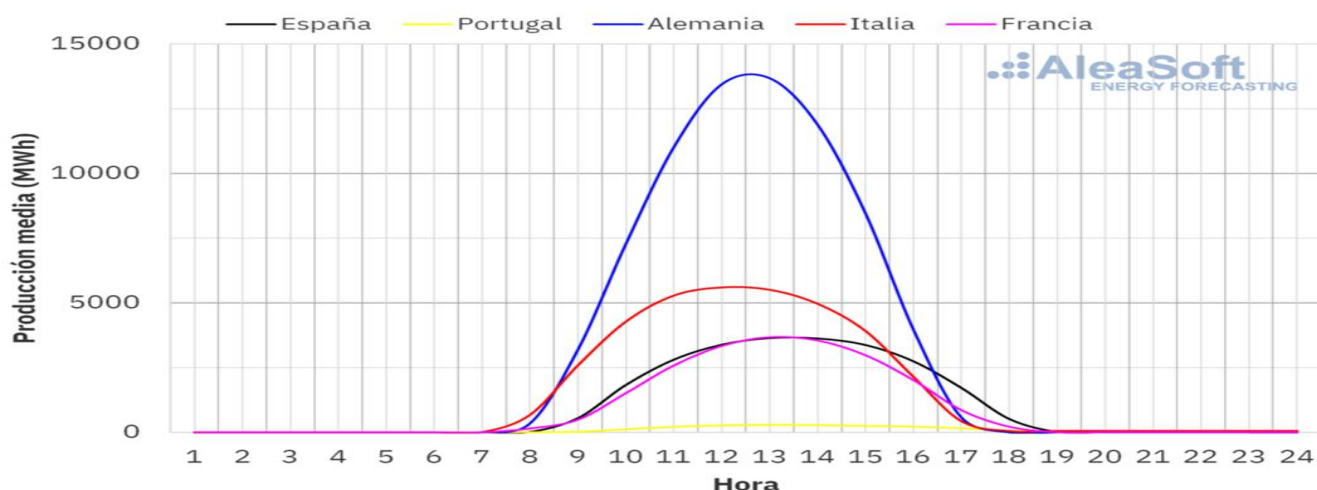
Gran parte de los mercados eléctricos europeos terminaron la primera semana de noviembre con un incremento de los precios a pesar de que durante los primeros días algunos registraron descensos. La demanda eléctrica aumentó de forma casi generalizada y la producción eólica bajó en la mayoría de los mercados, propiciando el incremento de los precios. Se espera que la recuperación de los precios continúe durante la segunda semana del mes pues se espera que se repita la combinación mayor demanda y menos eólica.



Producción solar europea [GWh]



Producción fotovoltaica 02/11/2020 - 08/11/2020



Durante la primera semana de noviembre la producción eólica aumentó un 63% en la península ibérica en comparación con la semana previa, destacándose el incremento del 164% en el mercado portugués. En el resto de los mercados europeos analizados en AleaSoft, la producción decreció entre el 50% del mercado italiano y el 31% del mercado francés.

Durante el período comprendido entre los días 1 y 8 de noviembre, la producción eólica aumentó un 25% en el mercado alemán en comparación con los mismos días de 2019, mientras que en el mercado francés creció sólo un 2,6%. Por el contrario en el mercado italiano la producción con esta tecnología fue un 74% más baja y en la península ibérica se redujo un 30%.

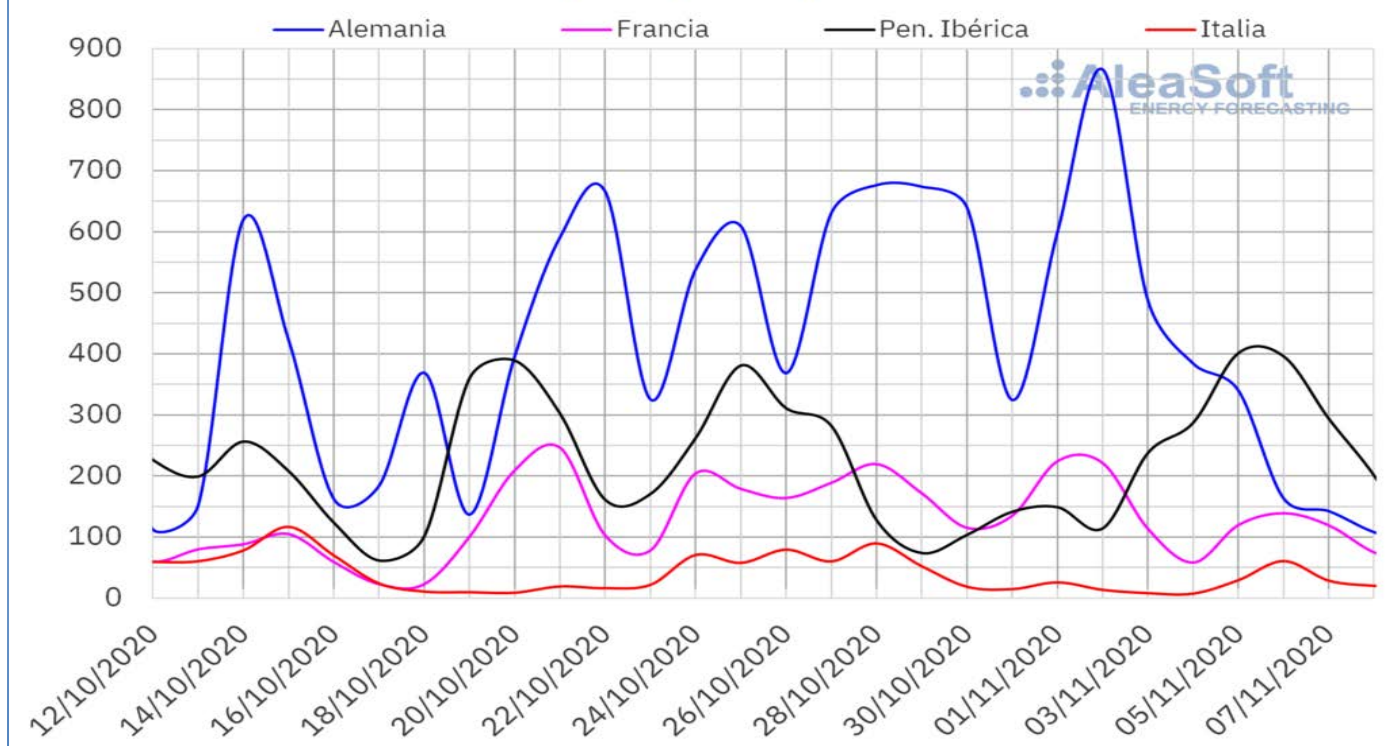
Las previsiones de producción eólica de AleaSoft indican una reducción de la producción en todos los mercados analizados durante la segunda semana de noviembre.

Demanda eléctrica

La **demanda eléctrica** subió de manera uniforme en la mayoría de los mercados eléctricos europeos durante la semana del 2 de noviembre respecto a la semana anterior. En el mercado británico se registró un notable ascenso del 7,2%. En el mercado de Francia se produjo una subida del 3,4%, donde **los principales incrementos diarios fueron de miércoles a sábado**. Un poco menor fue el ascenso de la demanda de Portugal, que registró un aumento del 2,2%. En el resto de los mercados las variaciones fueron inferiores al 1,0%.

Las previsiones de demanda de AleaSoft para la semana del 9 de noviembre indican que la demanda continuará con una tendencia ascendente en la mayoría de los mercados de Europa. Sin embargo, se esperan disminuciones en los mercados de Francia y Bélgica. Hay que tener en cuenta que la evolución de la demanda podrá estar influenciada por las restricciones para frenar la propagación de la **COVID-19** que han puesto en marcha los distintos gobiernos europeos. Uno de estos factores es el Estado de Alarma que comenzó en España el 25 de octubre junto al toque de queda nacional y las restricciones de movilidad que están aplicando las comunidades autónomas. Actualmente Alemania está bajo un confinamiento parcial que concluirá el 30 de noviembre, mientras que algunas regiones de Bélgica tienen un toque de queda hasta mediados de diciembre. Además, en Portugal entró en efecto el pasado 4 de noviembre un confinamiento para 121 municipios del país y en Países Bajos el confinamiento parcial se extenderá hasta el 25 de noviembre.

Producción eólica europea [GWh]



Mercados eléctricos europeos

La semana del 2 de noviembre, los precios del **mercado N2EX** de Gran Bretaña y de los **mercados EPEX SPOT** de Alemania, Francia, Bélgica y Países Bajos aumentaron respecto a los de la semana anterior. En cambio, los precios del **mercado MIBEL** de España y Portugal, del **mercado IPEX** de Italia y del **mercado Nord Pool** de los países nórdicos descendieron.

Por lo que respecta a los aumentos de precios, el mercado con la mayor subida de precios, del 18%, fue el mercado alemán. Mientras que el mercado con el menor incremento de precios, del 4,2%, fue el mercado belga. Por otra parte, el mercado con la mayor caída de precios, del 57%, fue el mercado Nord Pool. Mientras que el mercado con el menor descenso de precios, del 2,7%, fue el mercado italiano.

La semana del 2 de noviembre, los precios promedio semanales fueron inferiores a 40 €/MWh en casi todos los mercados eléctricos europeos analizados. Las excepciones fueron el mercado italiano y el mercado británico, con precios de 43,16 €/MWh y 48,65 €/MWh respectivamente.

En cambio, el mercado Nord Pool de los países nórdicos tuvo el precio promedio más bajo, de 4,63 €/MWh. El resto de los mercados tuvieron promedios entre los 35,89 €/MWh del mercado alemán y los 37,21 €/MWh del mercado de los Países Bajos.

PRECIO (€/MWh)									
SEMANA	EPEX SPOT DE	EPEX SPOT FR	MIBEL PT	MIBEL ES	IPEX IT PUN	N2EX UK	EPEX SPOT BE	EPEX SPOT NL	NORD POOL
26-oct	30,52	33,75	39,05	38,18	44,35	42,77	35,17	34,55	10,88
02-nov	35,89	36,41	36,54	36,55	43,16	48,65	36,65	37,21	4,63
Semana anterior	+17,6%	+7,9%	-6,4%	-4,3%	-2,7%	+13,7%	+4,2%	+7,7%	-57,4%

DEMANDA (GWh)								
SEMANA	Alemania	Francia	Portugal	España	Italia	Gran Bretaña	Bélgica	Países Bajos
26-oct	9 611	8 595	943	4 506	5 839	4 794	1 584	2 234
02-nov	9 626	8 883	964	4 499	5 791	5 137	1 592	2 305
Semana anterior	+0,2%	+3,4%	+2,2%	-0,1%	-0,8%	+7,2%	+0,5%	+3,2%

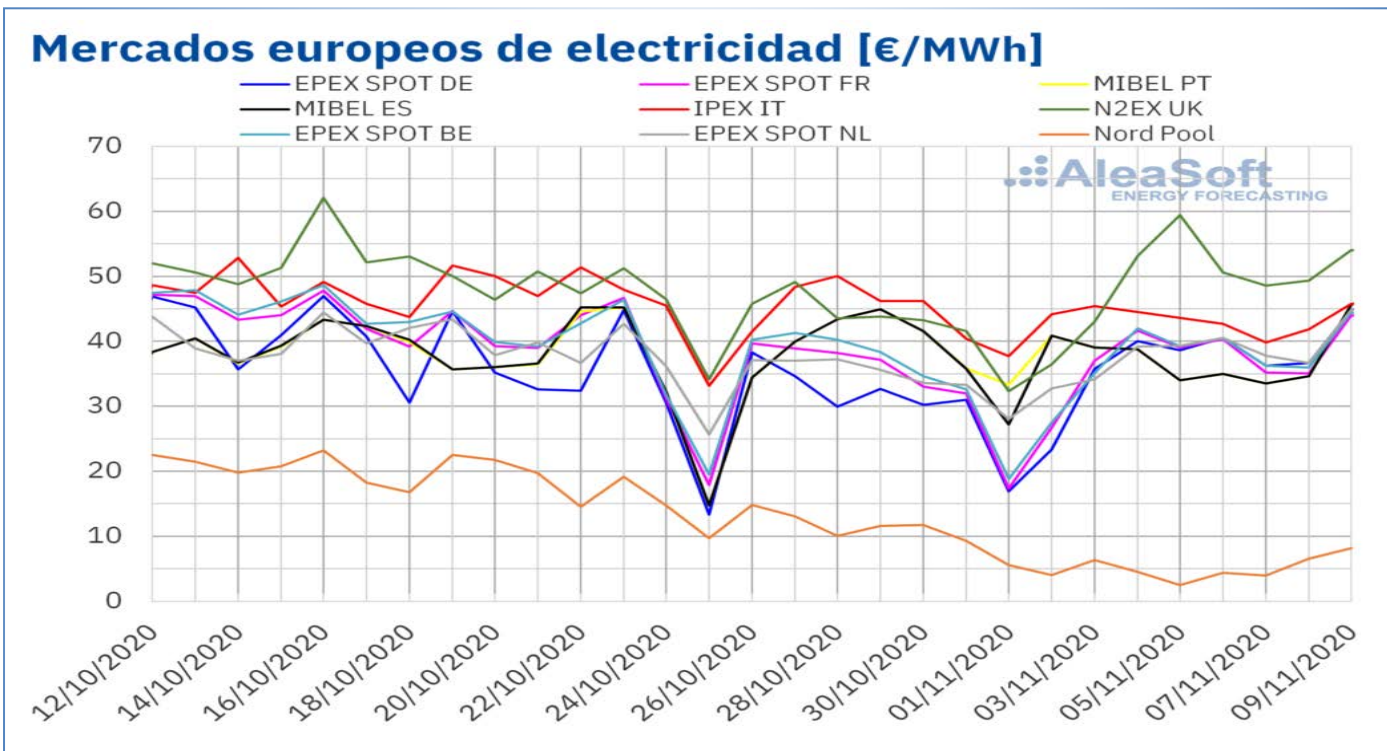
TEMPERATURA (°C)								
SEMANA	Alemania	Francia	Portugal	España	Italia	Gran Bretaña	Bélgica	Países Bajos
26-oct	10,7	12,4	16,7	15,9	14,4	11,1	11,9	11,7
02-nov	8,9	11,3	16,2	15,9	14,9	8,6	9,8	9,5
Semana anterior	-1,8	-1,0	-0,6	+0,0	+0,5	-2,6	-2,1	-2,2

Por otra parte, el lunes y el martes de la primera semana de noviembre, los precios más altos se alcanzaron en el mercado italiano. Pero, a partir del miércoles, el mercado británico tuvo los precios más elevados. En cambio, los precios más bajos fueron los del mercado Nord Pool durante toda la semana. Del grupo de mercados con precios intermedios, el mercado IPEX tuvo los precios más elevados y el mercado MIBEL los más bajos durante la mayor parte de la semana. Mientras que los precios de los mercados de Alemania, Bélgica, Francia y los Países Bajos estuvieron bastante acoplados.

La primera semana de noviembre, los precios diarios sólo superaron los 50 €/MWh de miércoles a viernes en el mercado británico. El precio diario más elevado de la semana, de 59,40 €/MWh, se alcanzó el jueves 5 de noviembre. En cambio, el mercado Nord Pool fue el único mercado en el que los precios diarios fueron inferiores a 10 €/MWh durante la primera semana de noviembre. El precio diario más bajo, de 2,53 €/MWh, se alcanzó también el día 5 de noviembre.

Por lo que respecta a los precios horarios, el valor más elevado de la primera semana de noviembre, de 213,63 €/MWh, se alcanzó en la hora 19 del jueves 5 de noviembre en Gran Bretaña. Este precio horario fue el más elevado desde junio de 2019 en el mercado británico.

En cambio, el lunes 2 de noviembre se alcanzaron precios horarios negativos en los mercados de Alemania, Bélgica, Francia, Gran Bretaña, los Países Bajos y los países nórdicos. El precio horario más bajo, de -10,48 €/MWh, fue el de la hora 4 en el mercado alemán.



La caída de la producción eólica en países como Alemania y Francia y la recuperación de la demanda favorecieron los incrementos de precios de la primera semana de noviembre. En cambio, la producción eólica se incrementó notablemente en la península ibérica, contribuyendo al descenso de precios en el mercado MIBEL.

Las previsiones de precios de AleaSoft indican que la semana del 9 de noviembre se producirá un incremento generalizado de los precios de los mercados eléctricos europeos, favorecido por un descenso de la producción eólica en Europa y por el aumento de la demanda en la mayoría de los países.

Futuros de electricidad

El comportamiento de los precios de los futuros de electricidad para el próximo trimestre fue heterogéneo durante la primera semana de noviembre. En el **mercado EEX** de Alemania, Francia e Italia y el **mercado ICE** de Bélgica y de Países Bajos aumentaron los precios respecto a la última sesión de la semana anterior. El mercado alemán fue el de mayor incremento, del 6,7%. En el resto de los mercados analizados en **AleaSoft** se redujeron los precios para el mismo período. El **mercado NASDAQ** de los países nórdicos fue el de mayor bajada, al caer un 7,5% respecto al precio de cierre de la sesión del 30 de octubre.

En cuando a los precios de los futuros para el año 2021, se produjo una bajada generalizada en todos los mercados analizados en **AleaSoft** donde se negocia este producto. En los datos de la tabla se apreciaba una subida del mercado ICE de Gran Bretaña, pero en este caso se trata de una estimación de los precios del producto anual basado en la ponderación de los precios de los productos mensuales. Las mayores variaciones se produjeron en el mercado ICE y el mercado NASDAQ de los países nórdicos, ambos con una disminución en sus precios del 23%. El mercado en el que menos se redujo el precio de cierre para este producto fue ICE de Países Bajos, con una bajada del 1,4%.

PRECIO DE LIQUIDACIÓN Q+1 (€/MWh y GBP/MWh -UK-)												
SESIÓN	EEX DE	EEX FR	EEX ES	OMIP ES	OMIP PT	EEX IT	EEX UK	ICE UK	ICE BE	ICE NL	ICE Nord.	NASDAQ Nord.
30-oct	36,25	46,10	43,23	43,30	43,14	45,16	49,92	49,94	41,65	39,55	21,35	21,30
06-nov	38,67	47,30	43,00	42,75	42,59	46,91	48,98	49,08	44,20	41,65	19,80	19,70
Diferencia	+6,7%	+2,6%	-0,5%	-1,3%	-1,3%	+3,9%	-1,9%	-1,7%	+6,1%	+5,3%	-7,3%	-7,5%

PRECIO DE LIQUIDACIÓN Y+1 (€/MWh y GBP/MWh -UK-)												
SESIÓN	EEX DE	EEX FR	EEX ES	OMIP ES	OMIP PT	EEX IT	EEX UK	ICE UK*	ICE BE	ICE NL	ICE Nord.	NASDAQ Nord.
30-oct	40,81	45,92	45,02	44,90	44,79	48,80	46,70	45,17	41,22	40,86	23,70	23,65
06-nov	38,88	42,81	43,45	43,45	43,34	46,78	45,54	45,61	39,83	40,28	18,38	18,35
Diferencia	-4,7%	-6,8%	-3,5%	-3,2%	-3,2%	-4,1%	-2,5%	+1,0%	-3,4%	-1,4%	-22,4%	-22,4%

* Obtenido a partir de productos mensuales

Brent, combustibles y CO₂

Los precios de los futuros de **petróleo Brent** para el mes de enero de 2021 en el **mercado ICE** aumentaron del 2 al 4 de noviembre. Como consecuencia, el miércoles 4 de noviembre se registró un precio de cierre de 41,23 \$/bbl, un 4,0% superior al del miércoles anterior. Sin embargo, los precios empezaron a descender el jueves, y el viernes el precio de cierre fue de 39,45 \$/bbl.

La posibilidad de que la OPEP+ no lleve a cabo el incremento de producción previsto para enero y el descenso de las reservas de crudo de Estados Unidos contribuyeron a la recuperación de los precios en los primeros días de la semana del 2 de noviembre. Sin embargo, la demanda sigue afectada por las medidas establecidas para intentar controlar la pandemia de COVID-19 en Europa y Estados Unidos, donde el número de personas contagiadas continúa aumentando. Además, por lo que respecta al suministro, existe preocupación por el incremento de producción en Libia y la posibilidad de que el nuevo gobierno de Estados Unidos levante las sanciones a Irán y Venezuela.

En cuanto a los futuros de **gas TTF** en el mercado ICE para el mes de diciembre de 2020, iniciaron la primera semana de noviembre con un precio de cierre de 13,66 €/MWh el lunes 2 de noviembre. Este precio fue un 9,4% inferior al del lunes anterior. Pero luego los precios se recuperaron hasta alcanzar el jueves 5 de noviembre un precio de cierre de 14,46 €/MWh, un 0,8% superior al del jueves anterior. Sin embargo, el viernes 6 de noviembre los precios cayeron un 3,8% y el precio de cierre fue de 13,90 €/MWh, un 1,1% inferior al del viernes anterior.

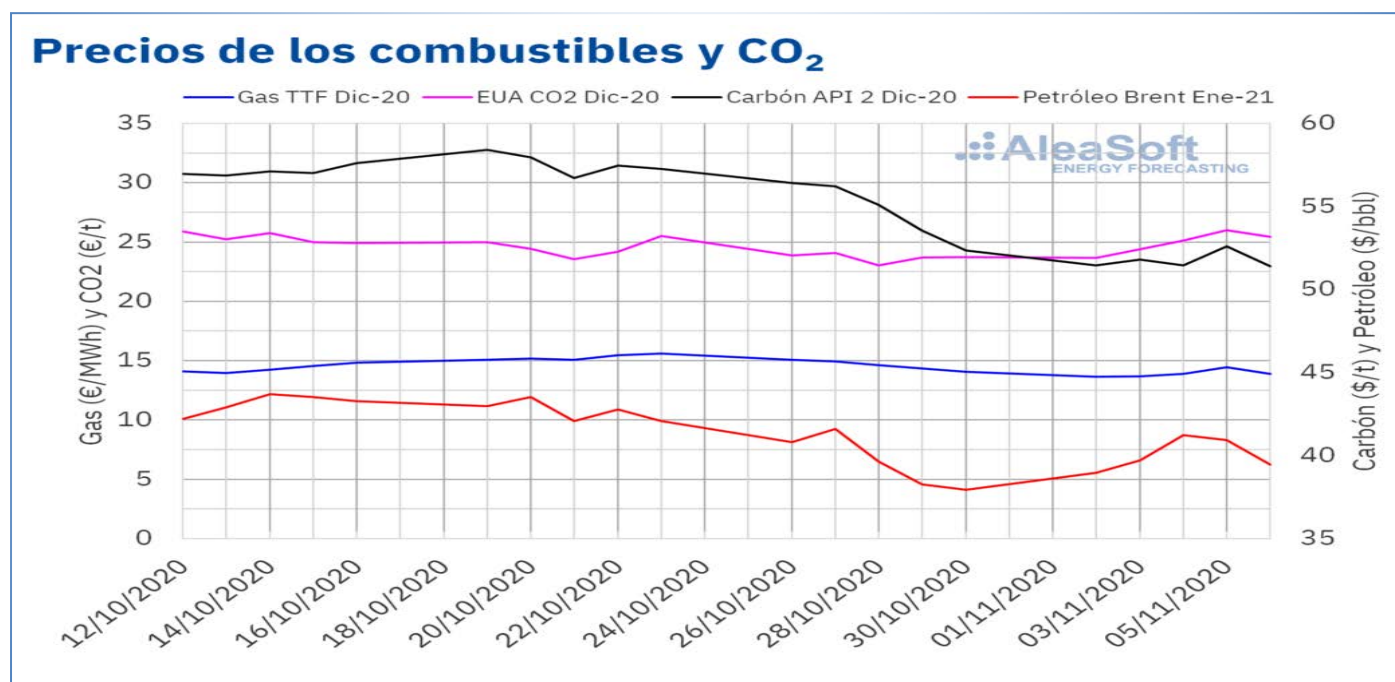
Por lo que respecta al gas TTF en el **mercado spot**, el martes 3 de noviembre alcanzó un precio índice de 13,17 €/MWh, el más bajo desde la primera mitad de octubre. Pero, posteriormente, los precios aumentaron y el viernes 6 de noviembre se alcanzó un precio índice de 14,33 €/MWh. Sin embargo, el precio índice volvió a descender el fin de semana del 7 y el 8 de noviembre hasta los 13,60 €/MWh.

El incremento del suministro de gas desde Noruega, los pronósticos de temperaturas más altas de lo habitual y los elevados niveles de las reservas de gas, junto con las nuevas restricciones impuestas para frenar la pandemia de COVID-19 en Europa, favorecieron el descenso de los precios del gas a finales de la primera semana de noviembre.

Por otra parte, los futuros del **carbón API 2** en el mercado ICE para el mes de diciembre de 2020, la primera semana de noviembre, tuvieron precios de cierre inferiores a los de los mismos días de la semana anterior. Estos precios de cierre oscilaron entre los 51,40 \$/t del viernes y los 52,60 \$/t del jueves.

En cuanto a los futuros de **derechos de emisión de CO₂** en el **mercado EEX** para el contrato de referencia de diciembre de 2020, el lunes 2 de noviembre, registraron un precio de cierre de 23,67 €/t, un 0,8% inferior al del lunes anterior.

Pero, posteriormente, los precios empezaron a aumentar hasta alcanzar el jueves un precio de cierre de 25,98 €/t. Este precio fue un 9,7% superior al del viernes anterior y el más alto desde la primera quincena de octubre. El viernes el precio de cierre descendió hasta los 25,43 €/t, siendo todavía un 7,3% superior al precio del viernes anterior.



Análisis de AleaSoft de la evolución de los mercados de energía y perspectivas a partir de 2021

En **AleaSoft** se está organizando el webinar “**Perspectivas de los mercados de energía en Europa a partir de 2021 (I)**” que se realizará el día 26 de noviembre. Uno de los temas que se tratará en el webinar, el cual se ha ido abordando en los anteriores **webinars** que ha realizado la consultora desde que comenzó la **pandemia del coronavirus**, es la evolución de los **mercados de energía**. Además de analizar el comportamiento de los mercados en las últimas semanas, se debatirán las perspectivas a partir del año 2021. Teniendo en cuenta que recientemente el Gobierno español aprobó el diseño de las nuevas **subastas renovables**, otro de los temas que se abordará son las subastas y su efecto en el mercado. También se hablará sobre las **Due Diligence** técnicas y su importancia para la **financiación de los proyectos**. En esta ocasión participarán los siguientes ponentes de **Vector Renewables**: Javier Asensio Marín, CEO, Hugo Alvarez López, Global Head of Technical Advisory y Carlos Almodóvar Almaraz, Principal M&A and Financial Advisory.

En **AleaSoft** se actualizan cada mes las **previsiones de precios de los principales mercados eléctricos europeos en el medio plazo, así como las previsiones con estocasticidad**. Los informes de las **previsiones con estocasticidad** incluyen las distribuciones de probabilidad para cada período mensual, trimestral y anual dentro del horizonte de previsión. En los momentos actuales de incertidumbre que está provocando la **coronacrisis** estas herramientas son muy útiles a la hora de negociar una renovación de contratos de suministro y para la **gestión de riesgos**.

Los **observatorios de mercados de energía**, disponibles en el sitio web de **AleaSoft**, permiten hacer un seguimiento de los principales mercados eléctricos europeos, de combustibles y de CO₂ con datos actualizados diariamente. En los observatorios se incluyen gráficos comparativos de las últimas semanas, con información horaria, diaria y semanal.

El Gobierno calcula que un precio de 15 €/MWh en las subastas de renovables ahorraría 2.000 millones de euros a los consumidores hasta 2030

Elperiodicodelaenergia.com, 10 de noviembre de 2020

El pasado viernes, el Gobierno sacó a tramitación la Propuesta de Orden por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el período 2020-2025.

Según los cálculos del Gobierno, el volumen de las subastas **será alcanzar un mínimo de 19,3 GW de nueva potencia renovable.**

El Ministerio tiene previsto para este año realizar la primera subasta de renovables, que previsiblemente se producirá en el próximo mes de diciembre tras conocerse en las próximas semanas la resolución con los productos a subastar y las normas del proceso.



Está previsto que esta primera subasta adjudique un mínimo de 3.100 MW, de los que al menos 1.000 MW serán de eólica, otros 1.000 MW serían de fotovoltaica y otros 80 MW de biomasa.

Para alcanzar los más de 19 GW, el Gobierno tiene previsto al menos subastar cada año unos 1.500 MW de eólica, 1.800 MW de fotovoltaica, unos 100 MW de termosolar y unos 20 MW de otras tecnologías aproximadamente.

El Gobierno subastará un mínimo de 19 GW hasta 2025: la primera licitación llevará al menos 3.100 MW y se producirá el próximo diciembre.

Con todos estos datos, la Memoria del Análisis del Impacto Normativo establece en el capítulo de impacto económico que «será positivo con carácter general, dando lugar a una reducción del precio de la electricidad percibido por el consumidor, una activación de la industria productiva y su empleo asociado y una reducción de las importaciones de materias primas empleadas por las centrales de generación que emplean combustibles fósiles convencionales sustituidas por la nueva potencia renovable entrante».

En relación con el impacto económico sobre el sistema eléctrico, el Gobierno espera un descenso en el precio de casación de los mercados diario e intradiario, como consecuencia de la entrada de mayor potencia renovable al sistema, «difícil de cuantificar». A ello hay que sumar que «debe producirse un descenso adicional derivado del mecanismo de liquidación asociado al régimen económico de energías renovables».

De esta manera, planteando diversas opciones de precio de adjudicación, comprendido entre los 15 y los 35 euros/MWh, para un volumen de nueva potencia renovable de 3.000 MW que estuviese activa durante el periodo 2021-2030, con unas horas anuales equivalentes de funcionamiento de 2.500 horas/año y un porcentaje de ajuste de mercado igual a cero, y considerando el precio recogido actualmente por OMIP en el mercado de futuros de electricidad (D-1) para cada uno de esos años, se obtendría una reducción de costes importante que dependerá del precio de la subasta.

Así, si el precio ronda los 35 €/MWh, la reducción de costes será de unos 500 millones de euros, mientras que si el precio de adjudicación se acerca a los 15 €/MWh, como sucedió en la subasta de la vecina Portugal, el impacto sería de unos 2.000 millones de euros aproximadamente, lo que supondría un ahorro para los consumidores cercano a los 200 millones al año.

En esta tabla se pueden ver los cálculos del Gobierno:

Precio resultante de la subasta €/MWh	Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Acumulado M€
		44,45	43,8	41,9	41,65	41,65	41,42	40,69	39,92	39,75	39,59	
15	Futuros D-1 €/MWh	221	216	202	200	200	198	193	187	186	184	1.986
20	Ingresos anuales M€	183	179	164	162	162	161	155	149	148	147	1.611
25		146	141	127	125	125	123	118	112	111	109	1.236
30		108	104	89	87	87	86	80	74	73	72	861
35		71	66	52	50	50	48	43	37	36	34	486

Como se puede comprobar, a cuanto más baje el precio medio del pool, el ahorro será menor, así que el consumidor cuando notará más el ahorro será en los primeros años de las subastas.

Cabe recordar que se trata sólo de un cálculo, ya que es muy complicado calcular los efectos reales y también dependerá de las renovables que se conecten al sistema tanto a través de las subastas como a merchant.

La diversificación, la mejor estrategia a la hora de comprar energía de cara al futuro

elperiodicodelaenergia.com, 11 de noviembre de 2020

A la hora de renovar un contrato de suministro de energía, es importante que éste se enmarque y encaje con la estrategia y la visión a corto, medio y largo plazo de la adquisición de energía de la compañía. Por otro lado, es fundamental que, si se quiere conseguir una estrategia robusta que permita mitigar el riesgo de precios de mercado y aprovechar los momentos con precios bajos, esta estrategia se base en una previsión fiable de precios del mercado.



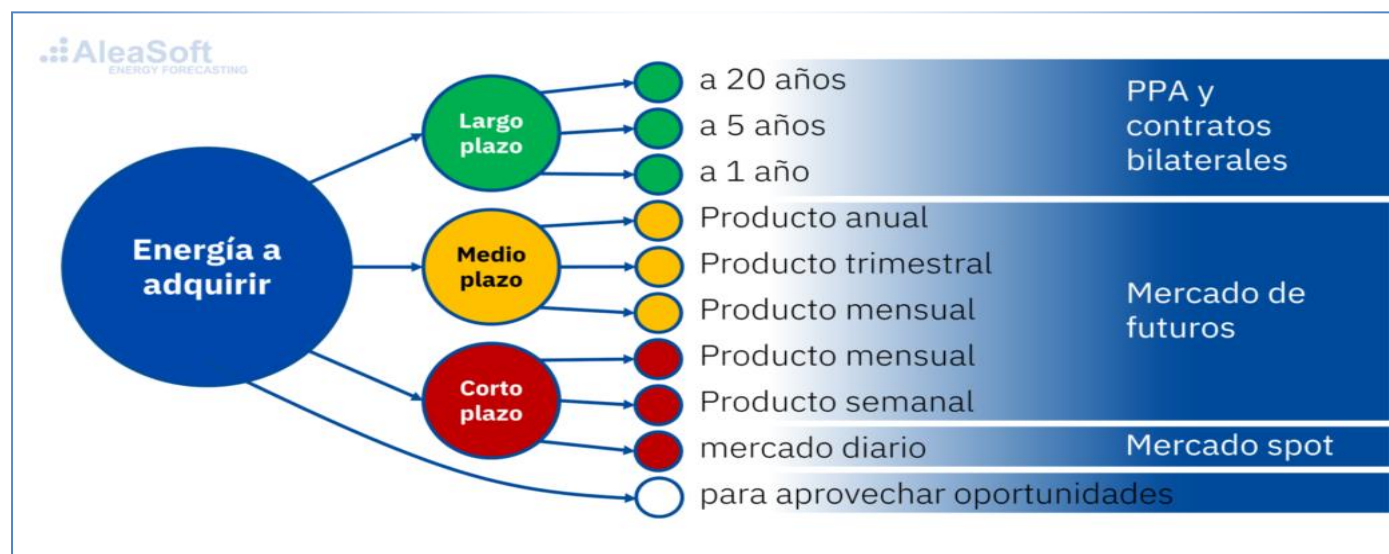
Se acerca el final del año 2020, un año completamente excepcional en prácticamente todos los aspectos de la vida cotidiana, actividad económica y, obviamente, los **mercados de energía**. En el actual panorama de incertidumbre debido a la **crisis económica**, provocada por la primera ola de la pandemia de **COVID-19** durante el segundo trimestre del año, y en pleno pico de la segunda ola, con consecuencias aún por conocer, el momento de renovar los **contratos de suministro de energía** se plantea más incierto que nunca.

Los **grandes consumidores de energía**, desde **industrias electrointensivas** a empresas multinacionales con muchos puntos de suministro, pasando por centros de datos y grandes instalaciones comerciales, disponen de suficiente volumen de energía para poder negociar las condiciones que más les favorezcan. Aun así, en un momento incierto como el actual, tomar las decisiones acertadas no está exento de cierto riesgo.

Las opciones a escoger son múltiples. Por un lado está la duración del contrato, que puede ser desde meses, a un año, a contratos de varios años a largo plazo en la modalidad de **PPA**. Por otro lado está la estructura de precio. La clasificación más básica es precio fijo o precio indexado. Pero el número de posibles estructuras de precios es muy amplio, con precios suelo o precios techo, con precios indexados con primas, etc. Lo más importante a la hora de escoger una u otra opción es disponer de una visión propia de los precios del mercado en el futuro basada en una previsión de precios fiable.

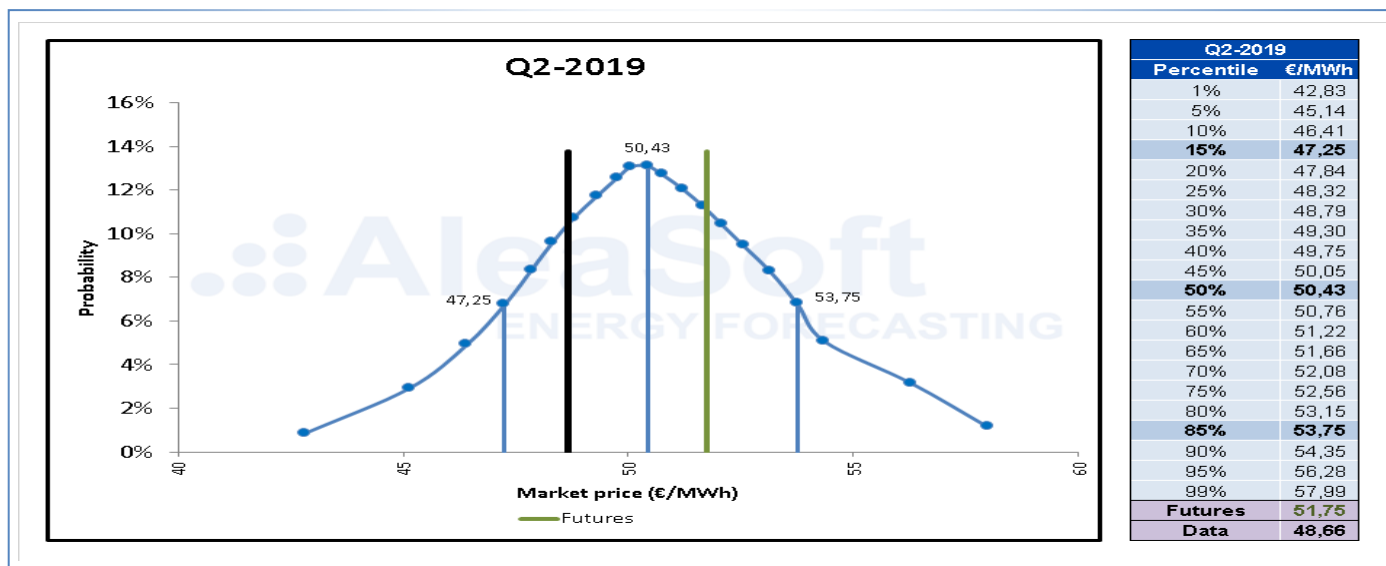
La mejor estrategia: la diversificación

Desde la consultora en mercados de energía **AleaSoft**, la recomendación es diseñar una estrategia basada en la diversificación del suministro de electricidad que permita colocar parte de la energía a distintos plazos con las condiciones más ventajosas en cada situación. Una buena estrategia debe ser capaz de asegurar un precio adecuado a medio y largo plazo para la mayor parte de la energía, proteger contra las subidas de precios del mercado y aprovechar los momentos en que los precios sean bajos.



Para que la estrategia de adquisición de energía sea robusta debe basarse en una visión de los precios del mercado en todos los horizontes, corto, medio y largo plazo, que sea fiable, de base científica y con una métrica probabilística.

La **métrica probabilista** de las bandas de confianza o de las distribuciones de posibles precios futuros es fundamental para poder evaluar de manera responsable el riesgo asociado al precio de cada operación de compra, ya sea el cierre o apertura de posiciones en los mercados de futuros o la firma de contratos bilaterales o PPA.



Los reportes de previsiones de medio plazo de **AleaSoft** proporcionan distribuciones de probabilidad de todos los períodos mensuales, trimestrales y anuales para los próximos tres a cinco años que proporcionan una métrica científica que permite una **gestión de riesgos** robusta para valorar de manera fiable cada operación de adquisición de energía.

Próximo webinar de AleaSoft

Continuando con las series de webinars públicos durante la **crisis económica**, en **AleaSoft** se está preparando un próximo webinar que tendrá lugar el día 26 de noviembre. Este webinar será la primera parte de una nueva serie “**Perspectivas de los mercados de energía en Europa a partir de 2021**” que tendrá, al menos, una segunda parte en enero de 2021. En esta ocasión se contará con la participación de los siguientes ponentes de **Vector Renewables**: Javier Asensio Marín, CEO, Hugo Alvarez López, Global Head of Technical Advisory y Carlos Almodóvar Almaraz, Principal M&A and Financial Advisory.

Además de analizar el comportamiento de los **mercados de energía** desde que empezó la crisis económica, se debatirán las perspectivas a partir del año 2021. Los temas centrales de este webinar girarán alrededor del diseño de las nuevas **subastas renovables** y su efecto en el mercado, así como las **Due Diligence** técnicas y su importancia para la **financiación de los proyectos**.



desde 1977,
manteniendo
nuestra esencia

Sindicato Independiente de la Energía



Nos importan las PERSONAS
Igualdad, Solidaridad, Conciliación, Salud, Seguridad, Desarrollo, ...

Creemos en la NEGOCIACIÓN
Formación, Salario, Jornada, Competencias, Propuestas, Alternativas, ...

Trabajamos por UN FUTURO MEJOR
Empleo, Trabajo, Protección, Pensiones, Soluciones, Garantías...

SIE- SINDICATO FUERTE E INDEPENDIENTE DEL SECTOR ENERGETICO