

Resumen de **Prensa** Sector **Energético**



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las **PERSONAS**

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

Ence construirá seis plantas de renovables en Andalucía

Los proyectos suman 330 megavatios y se instalarán en cinco provincias

sevilla.abc.es
09 /07/ 2020



Ence proyecta en Andalucía seis plantas de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables (biomasa agroforestal y solar fotovoltaica), que sumarán 330 megavatios (MW) de potencia instalada adicionales a la capacidad actual de la compañía. Las nuevas instalaciones se ubicarán en **Almería, Córdoba, Jaén, Huelva y Sevilla**.

Los seis proyectos cuentan con el informe de viabilidad de acceso de **Red Eléctrica de España (REE)** y se encuentran en distintos grados de maduración, informa Ence. En concreto, se desarrollarán 90 MW de biomasa agroforestal y 240 MW de energía solar fotovoltaica.

El mayor de los proyectos es de energía fotovoltaica, con una potencia instalada de 100 MW, en Andújar (Jaén).

Además, se instalará una planta fotovoltaica de 90 MW en **Salteras (Sevilla)**, otra de 40 MW en Lepe (Huelva) y se ampliará en 10 MW el complejo energético de Ence en Huelva.

También se va a hacer una planta de generación eléctrica de biomasa agroforestal, de 40 MW, que utilizará subproductos de invernaderos, en El Ejido (Almería), un proyecto en el que se ha avanzado en la ingeniería y logística durante la ralentización derivada de la situación provocada por la pandemia del covid-19.

La otra planta de biomasa agroforestal, que utilizará fundamentalmente subproductos agrícolas de la zona, se ubicará en Córdoba, tendrá una potencia instalada de 50 MW y su solicitud administrativa previa y ambiental se presentará en las próximas semanas.

Estas seis plantas de generación renovable que promueve Ence tendrán capacidad para cubrir las necesidades de electricidad anual de más de 120.500 hogares. Ence confía en que pronto se convoquen subastas de energía para dar seguridad al proyecto

Más inversiones

Otras grandes compañías tienen proyectos en marcha en Andalucía en el sector de las energías renovables. Así, **Endesa**, a través de su filial de renovables Enel Green Power España (EGPE), está construyendo dos plantas fotovoltaicas en el municipio sevillano de Carmona, que suponen una inversión de 60 millones de euros. «Los Naranjos» y «Las Corchas», como se denominan estas centrales, son el mayor proyecto renovable de Endesa en Andalucía y aportarán 100 megavatios de capacidad renovable.

Por su parte, **Iberdrola** quiere duplicar en el plazo de dos años su capacidad de producción de energías renovables en Andalucía. El primer promotor eólico en la región —con una capacidad instalada de 856 megavatios (MW) —, tiene en marcha proyectos que superan los 1.100 nuevos megavatios de energía «verde».

Los sectores defensivos mantienen su atractivo pese a agotar su potencial

Los gestores renuevan la apuesta ante la incertidumbre. Energéticas, consumo básico y farma son los sectores favoritos

cincodias.elpais.com
10/07/2020

Brillan con fuerza durante las crisis y no iba a ser diferente en esta última provocada por la pandemia del covid-19. Se trata de los valores defensivos, aquellos a los que los inversores recurren a buscar refugio cuando llegan las vacas flacas a las Bolsas.

Energéticas, compañías de consumo básico, farmacéuticas y valores tecnológicos –estos últimos sin presencia en la Bolsa española– han sido las estrellas bursátiles de los últimos meses y las espectaculares revalorizaciones que han registrado algunos de ellos les han dejado sin potencial respecto a las valoraciones de los analistas. Este es el caso de algunos valores españoles como Iberdrola, que gana un 15% en el año y un 30% desde mínimos de marzo y sus acciones cotizan a 10,61 euros, por encima de los 10,30 euros de precio objetivo medio de FactSect.

Endesa, por su parte, sube un 50% desde los mínimos de marzo y su precio actual está cerca del precio medio de valoración. Lo mismo le sucede a otras energéticas como Enagás o a empresas de consumo básico como Viscofan.

Sin embargo, los expertos descartan deshacer posiciones en los mismos y apuestan por seguir invertidos en estas compañías.

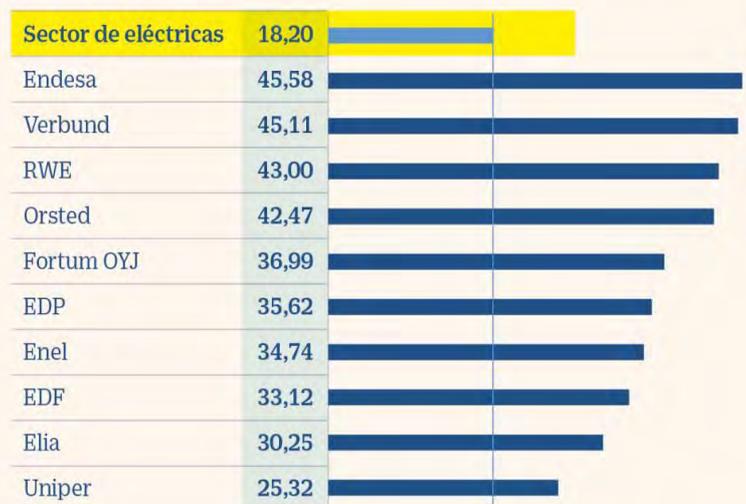
Juan José Fernández-Figares, director de análisis de Link Securities, considera que “a pesar de que las valoraciones parecen muy ajustadas, hay que mantener en cartera algunos de estos valores ya que son de los pocos que a día de hoy ofrecen cierta visibilidad en sus cifras. Además, ofrecen dividendos sostenibles y rentabilidades elevadas para el inversor más conservador”. En este sentido el experto apuesta por Iberdrola, Endesa, Enel y Eon, en el sector energético. Dentro de las farmas, le gusta la española Rovi y la belga UCB y en distribución, su apuesta es la holandesa Ahold.

De la misma opinión es Sergio Ávila, analista de IG, que cree que esta es una “decisión acertada” ya que son sectores con “ingresos recurrentes también en épocas de crisis, es decir, aquellos que ven menos penalizadas sus cuentas que otros sectores que dependen más del crecimiento económico”.

En este sentido, el experto recuerda que, en España, los sectores más fuertes y los que mejor pueden seguir comportándose son justamente los defensivos. En alimentación, destaca Viscofan mientras que en el sector energético recomienda Iberdrola y Endesa y una compañía renovable, Solaria. Ávila, también cree que Cellnex Telecom sigue siendo atractivo pese a que sus títulos han experimentado una gran revalorización en el último año.

Las eléctricas brillan desde los mínimos de marzo

Stoxx 600. En %



Fuente: Bloomberg

CINCO DÍAS

Iberdrola y Endesa pierden 195.776 clientes, pero siguen liderando el mercado

Casi un millón de consumidores solicitaron cambiar de comercializadora eléctrica en el primer trimestre del año



abc.es
11/07/2020

Entre las grandes energéticas, **Naturgy es la que mayor número de puntos de suministro pierde**, concretamente 52.815 en luz y 48.006 en gas, según el citado informe. Endesa es la compañía con mayor cuota de mercado del sector eléctrico para tarifas de hasta 15 kW contratados, es decir, aquellas pensadas para hogares y pequeñas empresas, con un 34,9% del mismo. Le sigue de cerca Iberdrola, con un 34,2%. Naturgy tiene el 14,3%.

En este mercado cabe destacar los **crecimientos de compañías jóvenes que funcionan por internet con unos costes muy reducidos**. Como Audax (con 210.000 clientes de luz en la actualidad) y Holaluz (con 198.000), que han aumentado más de un 35% los clientes en los últimos 15 meses. Entre las empresas de más de 50.000 clientes que más han crecido están Alterna, Podo y Aldro, según el informe de Selectra.

La primera, propiedad del grupo Dominion, ha aumentado más de 120% desde finales de 2018 hasta principios de 2020, pasando de 62.000 clientes a más de 140.000. Es una compañía caracterizada por tarifas con precios de mercado con una cuota fija. Podo es la segunda compañía que más crece en este segmento de luz, pasando de 26.000 a 51.000 clientes en el periodo citado. Es una compañía de perfil muy digital que enfoca sus esfuerzos en hacer la gestión más sencilla. Entre otras particularidades, permite a los usuarios dividir sus facturas de la luz, lo cual resulta útil para pisos compartidos y autónomos que trabajan desde casa y necesitan dividir la parte dedicada a la oficina y a la vivienda. Aldro, del grupo Pitma, es la tercera que más ha crecido, con 84.000 clientes desde el último trimestre de 2018.

Estas compañías son un ejemplo de que en los últimos años algunas pequeñas comercializadoras van abriéndose hueco en el mercado energético a costa de las grandes empresas que todavía dominan el mercado.

El informe de Selectra analiza también los **canales de captación de estas compañías**. En el caso de Holaluz, destaca por ser pionera en la creación de una marca amigable y captar usuarios a través de redes sociales. En Fenie, su punto fuerte es su red de instaladores. Alterna, por su parte, cuenta con la red de tiendas de The Phone House, lo cual contribuye enormemente a su consolidación. Y Aldro destaca por tener un gran entramado de empresas del grupo, de la que obtienen un elevado volumen de venta cruzada de diversas verticales. Asimismo, cuentan con buena red comercial a pie de calle y sus propias plataformas de contact center.

Sin embargo, en el mercado de gas -suministros de hasta 50.000 kWh año-, **la compañía dominante es Naturgy**, con la mitad del mercado (49,9%), seguida de Endesa (19,6%), Iberdrola (13,3%) y EDP (11,4%).

Cambios de comercializadora

En cuanto a los cambios de comercializadoras entre los consumidores, en el sector eléctrico hubo casi un millón en el primer trimestre del año, según datos de la CNMC.

En esos cambios existen **diferencias notorias entre el mercado eléctrico y el gasista**. En el primero, más de la mitad de los usuarios que cambiaron de compañía lo hicieron a otra del mismo grupo, sobre todo porque muchos de ellos pasan de mercado regulado (PVPC) al mercado libre. Por el contrario, en el mercado gasista, tres de cada cuatro clientes cambiaron a una comercializadora de un grupo diferente.

El jubilado de las eléctricas y el Consejo de Transparencia vuelven a golpear a Endesa

Un fallo del TSJA apoya que se difunda el expediente que le multó con 1,6 millones por sobrefacturar la luz a 400.000 andaluces con 400 millones de beneficios no devueltos.

elconfidencial.com
11/07/2020

Cometes una irregularidad al facturar la luz a unos 400.000 andaluces y te embolsas alrededor de 400 millones de euros en esa sobrefacturación por un cambio de potencia reflejado en las facturas y que no era aplicable. Devuelves unos 22 millones de ese dinero y te impone la administración una multa de 1,6 millones de euros". Son las cuentas del **ingeniero jubilado sevillano** que lleva **ocho años peleando contra las eléctricas**, que ha sacado a la luz numerosas irregularidades en las facturas de estas compañías y ahora avanza en su cruzada contra este caso de **Endesa** y las supuestas facturas infladas.

El denunciante asegura que puede demostrar que la multa no se ajustaba a lo que dicta la ley ni a la gravedad de las irregularidades cometidas. Quiere todos los papeles. La última victoria la ha conseguido de la mano del **Tribunal Superior de Justicia de Andalucía** y del **Consejo de la Transparencia de Andalucía**. Ambos le dan la razón en su petición de acceder al expediente en papel por el que la Junta sancionó a Endesa con **1,6 millones de euros**, en 2017, por ese recargo en la factura de la luz.

A estos miles de andaluces se les cobró de más por un cambio de potencia que no debió repercutirse en sus facturas. Él considera que esa multa es irrisoria comparada con el dinero que se embolsó la eléctrica con ese incremento de potencia, un total de 400 millones de euros, y cree que con la ley en la mano la multa debió ascender a 800 millones de euros, el 10% del negocio de la compañía en Andalucía. El reclamante está convencido de que hay un cúmulo de irregularidades "muy graves" y que la Junta supuestamente miró para otro lado para aminorar de forma muy importante la cuantía de la multa.

Dos sentencias a su favor

Antonio Moreno, que emprendió su reclamación en 2011, lleva ya varias victorias, las últimas en los tribunales. El motivo de la última disputa es la negativa de Endesa a que la Junta de Andalucía, en concreto la dirección general de Industria, Energía y Minas, le facilite todos los documentos en papel del expediente sancionador que multó a la compañía eléctrica, así como el **expediente de discrepancia** que se elevó durante la instrucción de esta multa por parte de un funcionario que terminó dimitiendo, alegando acoso. Parte de esa documentación que la Junta no le entrega y que Endesa se niega a facilitar fue difundida en exclusiva por este periódico, que publicó el informe del funcionario que demostraría que Moreno hizo correctamente los cálculos aunque después se sancionara a la baja.

Este jubilado, que admite que esta cruzada de David contra Goliath se ha convertido ya en parte de su vida y asegura que le ayuda a mantener su cabeza en plena forma, consiguió, después de seis solicitudes de acceso al expediente, la primera en 2011, que fueron tumbadas o ignoradas por la administración (él asegura que fueron hasta nueve) encontrar en la nueva ley y en el Consejo de la Transparencia de Andalucía un aliado eficaz para seguir sumando batallas ganadas. Este organismo consideró que este ciudadano tenía **derecho al "pleno y total acceso a la documentación"** que solicitaba y Endesa acudió a los tribunales.

La Junta de Andalucía accedió a proporcionar parte del expediente, extrayendo algunos datos, y dio la razón en parte a Endesa sobre las razones de su negativa a que los datos sean públicos. En concreto la compañía se opuso a que se proporcionara tal información, "alegando la necesidad de proteger datos de carácter personal, así como evitar perjuicio a sus **intereses económicos y comerciales**". Aseguró que se permitía "la formación de carteras de clientes, incluyendo informaciones sobre sus perfiles de consumo e informaciones técnicas de sus respectivos suministros".

Ya hay dos sentencias favorables al reclamante y respaldando la posición del Consejo de la Transparencia. La primera se produjo en primera instancia, en diciembre de 2018, y ya dejó claro que Endesa no podía oponerse a que esos expedientes se hicieran públicos. La segunda es del pasado 30 de junio y de nuevo deja pocas dudas sobre el derecho de este ciudadano a acceder a esos expedientes en papel, desestimando todas las alegaciones de Endesa.

800 euros en costas

Moreno, en conversación con este periódico, se muestra satisfecho, aunque advierte de que, a la compañía, que **cuenta con un "ejército de abogados en nómina"**, le sale bastante barato seguir dilatando el proceso en los tribunales. El TSJA condena a Endesa al pago de las costas, 800 euros, y además la compañía puede elevar ahora un recurso de casación. Este jubilado admite resignado que lo más probable es que lo haga para seguir ganando tiempo, aunque él no piensa darse por vencido.

La compañía eléctrica, consultada por El Confidencial, explicó a este periódico que no valora las sentencias judiciales, sino que las acata y no desveló si elevará un nuevo recurso, esta vez al Supremo. No quiso comentar nada sobre este caso.

Moreno ya ganó en los tribunales a Endesa cuando la empresa trató sin éxito de cerrar por intromisión en su honor una web donde fue colgado todas las irregularidades. **Lleva desde 1994** en una cruzada a la que no piensa poner fin. Ese año a este ingeniero lo despidieron de su empresa, dedicada a la fabricación de contadores de la luz, acusándolo de robo de documentos. Él asegura que se negó "a participar en un soborno y a seguir perpetuando una estafa". Desde entonces ha destapado **múltiples fraudes** y ha ahorrado mucho dinero a los ciudadanos en sus facturas. De dónde saca las fuerzas lo explica él a la perfección: "Mi padre era un obrero, repartidor de giros telegráficos. No puedo ni contar lo que lucharon en mi casa para darme estudios porque entonces lloramos todos. El día que me despidieron tuve claro que no iba a permitir que el esfuerzo de mis padres se quedara en el cubo de la basura. No voy a parar frente a tantas injusticias", advierte.

Enel muda de piel para ser relevante en la era renovable

**La firma eléctrica sustituye el carbón por el gas en alguna de sus centrales
Ha recuperado los 80.000 millones de capitalización previos a la corrección
Su beneficio operativo permanecerá estable en 2020**

eleconomista.es
12 07/2020

La firma italiana parece no haber notado la pandemia: el precio de la acción vuelve a cotizar en los 8 euros, su valor en bolsa supera los 80.000 millones, la previsión de beneficios apenas se ha resentido y destaca en los nuevos 'ranking' de sostenibilidad. **Todo sobre el fondo asesorado por elEconomista, Tressis Cartera Eco30.**

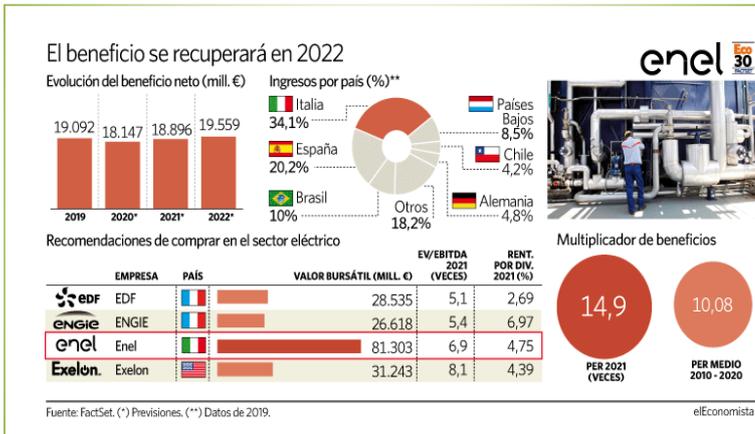


Phileas Fogg tomó un barco desde el puerto de Brindisi, al sur de Italia, con dirección a Suez. No zarpó desde allí por casualidad: aquel enclave de la Apulia, guardián de la bota, ha sido durante siglos un nexo de unión con Grecia, Turquía y el Mediterráneo Oriental, codiciado por los aragoneses, los venecianos y los sarracenos, lugar donde el poeta Virgilio descansó en paz, final de la **Vía Apia**, punto de llegada de carbón, petróleo y gas natural.

A unos kilómetros del centro de la ciudad, se levanta junto al mar **la central termoeléctrica Federico II**, una de las más grandes y contaminantes de Europa, y que a finales del año pasado anunció su intención de abandonar el carbón en favor del gas metano. Su propietario es Enel, compañía en la que se puede invertir por medio del **fondo Tressis Cartera Eco30**, asesorado por elEconomista.

En 2019, un 56% de la producción neta de Enel procedió de la energía convencional (nuclear, carbón, centrales térmicas de ciclo combinado) frente al 43,3% procedente de las energías renovables, que un año antes representaron el 39,5% de toda la producción.

En España y Portugal, donde opera su filial Endesa, el desequilibrio es mayor: las convencionales generaron un 83,6% de la electricidad en 2019.



Entre los productores de energía más valiosos en bolsa del mundo -los que valen más de 20.000 millones de euros y reciben un consejo de comprar-, Enel es el que más ha aumentado su valor en el parqué desde enero. Ha ganado 9.400 millones y su capitalización vuelve a superar los 80.000 millones.

La recomendación de comprar que le otorga el consenso de analistas permanece cercana a mantener, como ha ocurrido durante todo el año, y el precio de la acción supera los 8 euros, nivel previo a la gran corrección de marzo -su máximo anual está a un 7%, en los 8,56 euros-.

Donde sí ha habido un cambio leve ha sido en el beneficio previsto para este año, que ha caído entre un 2% y un 3% con respecto a lo que se pronosticaba en enero. Si bien el beneficio operativo (ebitda) seguirá en la misma línea, en el beneficio neto se verá un salto de los 2.174 millones de euros que declaró en 2019 a los 5.131 millones previstos en 2020, según datos recogidos por FactSet.

Enel obtiene una puntuación de 95 sobre 100 en la clasificación de RobecoSAM, similar a la de Iberdrola

Enel está en plena transformación: deberá dejar de usar carbón en 2025, ha anunciado una alianza con el fondo Norfund para invertir en energía renovable en la India y quiere producir hidrógeno desde este año para almacenar energía.

Los inversores se fijan en todo esto; de ahí que hayan surgido nuevos criterios para medir lo bien o lo mal que se comportan las empresas en sostenibilidad y preservación del medio ambiente. Enel obtiene una puntuación de 95 sobre 100 en la clasificación de RobecoSAM, similar a la de Iberdrola, por debajo de Engie y mucho mejor que la de National Grid.

También sale bien parada (90,2 puntos sobre 100) en el ranking de Sustainalytics, si bien Iberdrola y EDF la superan; mientras que en el índice de ISS se queda a medio camino: consigue 5 de 10 puntos.

Ribera afronta su EBAU ante el Congreso: la Ley de Cambio Climático, las subastas de renovables y el control a la especulación de los puntos de conexión, a examen esta semana

elperiodicodelaenergia.com
13/07/2020

El **Pleno del Congreso** debatirá este miércoles el decreto ley aprobado por el Gobierno el pasado 23 de junio con medidas para poner fin a la especulación en el acceso al sistema eléctrico con instalaciones renovables, con el control de los permisos de acceso, una moratoria de permisos y un nuevo sistema de subastas que se estrenará este mismo año y cuya variable sobre la que se pujará será el precio de la energía.

En vigor a partir de su publicación del Boletín Oficial del Estado (BOE), la propia Constitución establece que cada decreto ley tiene que ser refrendado en el Congreso en un plazo de 30 días hábiles. Además de pronunciarse sobre su convalidación o derogación, los grupos pueden solicitar su tramitación como proyecto de ley con el fin de proponer cambios en las nuevas normas a través de enmiendas.

Con este decreto, el Gobierno busca poner fin a los movimientos especulativos en la utilización de los permisos de acceso a la red eléctrica, ‘pinchando’ así la llamada burbuja de renovables, y asegurando que los derechos de acceso y conexión a la red eléctrica, dos autorizaciones que los promotores necesitan para poner en marcha sus plantas de renovables, estén asociados a proyectos reales y firmes.



Además, se establece una moratoria de nuevas solicitudes de acceso, por lo que no se podrán pedir hasta que se apruebe una nueva regulación sobre estos permisos, que deberá exigir a los solicitantes mayor maduración de los proyectos y estudios previos, y que Gobierno y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) deben aprobar en un plazo de tres meses a partir de este decreto.

Actualmente, el número total de solicitudes suma más de 430.000 megavatios (MW), de los que únicamente 295.000 MW se consideran correctamente presentadas. Multiplican por más de siete el objetivo de en torno a 60.000 MW de potencia renovable en España fijado en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) a 2030.

CADUCARÁN LICENCIAS INCUMPLIDORAS Y SE EJECUTARÁN LOS AVALES

Con estos cambios legales, los titulares de los permisos deben ir acreditando el cumplimiento de una serie de hitos, como la obtención de la declaración de impacto ambiental favorable y la autorización administrativa de construcción- en los tiempos fijados, para evitar que los permisos caduquen de forma automática y se proceda a ejecutar los avales económicos exigidos.

El último de los plazos concluye a los cinco años de iniciarse el cómputo para el primer hito. En el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de la norma, tanto los titulares como los solicitantes de estas autorizaciones podrán renunciar a ellas, procediéndose a la devolución de las garantías.

SUBASTAS SIGUIENDO EL MODELO DE LOS PAÍSES DEL ENTORNO.

En lo que respecta al nuevo sistema de subastas de renovables, pendiente de desarrollo reglamentario, la variable sobre la que se pujará será el precio de la energía, con la previsión de que a lo largo del segundo semestre habrá ya subastas de este tipo, que tienen el camino despejado al incluirse en este decreto, sin necesidad de esperar a la aprobación de la nueva Ley de Cambio Climático y Transición Energética.

Este nuevo sistema pone fin al marco vigente desarrollado en 2013, un momento en el que el coste de generación de un kilovatio-hora renovable era más caro que el precio al que se vendía en el mercado. Ahora, los procedimientos de este nuevo sistema deberán estar orientados a la eficiencia de los costes y podrán distinguir entre distintas tecnologías de generación en función de sus características técnicas, tamaño, niveles de gestionabilidad, criterios de localización y madurez tecnológica, entre otros.

También podrán tener en cuenta las particularidades de las comunidades de energías renovables para que éstas puedan competir por el acceso al marco retributivo en nivel de igualdad con otros participantes, todo ello de acuerdo con la normativa comunitaria. Además, para favorecer instalaciones de pequeña magnitud y proyectos piloto innovadores, la norma permite, de acuerdo con la Directiva Europea de Energías Renovables, que se les exima de acudir a la subasta para poder recibir la retribución.

Por otra parte, el decreto ley también recoge medidas para simplificar y agilizar la tramitación de los proyectos renovables y la infraestructura eléctrica asociada, eliminando así barreras para su puesta en marcha, y se incorporan a la regulación española nuevos modelos de negocio, como el almacenamiento, la hibridación y el agregador independiente. También se regulan las comunidades de energías renovables, que favorecen la participación de los ciudadanos en la transición energética.

UTILIZACIÓN DEL SUPERÁVIT ACUMULADO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

Por otro lado, en el decreto ley se habilita la posibilidad de inyectar el superávit registrado en ejercicios anteriores por el sistema eléctrico para asegurar la liquidez a corto plazo y mitigar los desajustes que ha provocado la crisis del Covid-19, cubriendo así eventuales desviaciones entre ingresos y costes del sistema de 2019 y 2020.

La nueva normativa permite que el conjunto de los 'sujetos de liquidación', esto es, los operadores de las redes de transporte y distribución, incluidas las más de 300 pequeñas distribuidoras que operan en el país, así como las más de 60.000 instalaciones de renovables, cogeneración y residuos, puedan percibir una parte significativa de la retribución correspondiente al ejercicio 2019. Asimismo, se ajustan los porcentajes de PIB por los que se rige la inversión máxima en redes de transporte y distribución en el trienio 2020-2022.

LEY DE CAMBIO CLIMÁTICO Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

El proyecto de ley de Cambio Climático y Transición Energética pasará su primer examen en el Congreso en el Pleno extraordinario que tendrá lugar la próxima semana y en el que se debatirá la enmienda a la totalidad que Vox ha presentado pidiendo su devolución al Gobierno.

En la votación, el Ejecutivo deberá conseguir el rechazo mayoritario de la Cámara a la **enmienda de totalidad** para que el proyecto de ley pueda continuar con la tramitación parlamentaria.

La ley redactada por el equipo de la vicepresidenta cuarta de Transición Ecológica y Reto Demográfico, **Teresa Ribera**, establece que España debe alcanzar la neutralidad climática de aquí a 2050, y que, para entonces, el sistema eléctrico habrá de ser cien por cien renovable.

Además, el proyecto legislativo marca una senda con pasos intermedios, como alcanzar en 2030 una rebaja de las emisiones de dióxido de carbono (CO2) del 20 por ciento respecto a 1990.

España instala 1.226 MW de renovables en los seis primeros meses de 2020

elperiodicodelaenergia.com,
13 07/2020



Las renovables siguen poco a poco instalándose en España hasta el punto de que en los primeros seis meses del año se han instalado 1.226 MW de energías renovables, según los datos de **Red Eléctrica**.

En lo que va de 2020, la energía solar fotovoltaica es la tecnología que más megavatios aporta con un total de 780 MW. A cierre de 2019 la fotovoltaica tenía instalados 8.913 MW tras un año récord con más de 4 GW instalados en un solo año. A día de hoy la potencia total instalada de la fotovoltaica se acerca a los 10 GW, en concreto, se queda en los 9.693 MW.

En el mes de junio la fotovoltaica ha añadido otros 169 MW, y como ya anunció este medio hace un mes aproximadamente, superó en potencia instalada al carbón. Sin duda, el proyecto estrella de fotovoltaica en este primer semestre ha sido **Núñez de Balboa, la mayor planta fotovoltaica de Europa** desarrollada por Iberdrola en la provincia de Cáceres.

La eólica también está teniendo un buen año. A 30 de junio de 2020 ya ha instalado un total de 446 MW. En estos momentos, la capacidad total de la eólica se sitúa en los 26.245 MW y está a punto de convertirse en la mayor fuente de electricidad en España por capacidad. Le quedan solo 40 MW para superar a los ciclos combinados que tienen conectados 26.284 MW.

Junio ha sido el mes estrella de la eólica. Solo en estos 30 días ha conectado 343 MW, más del doble que la fotovoltaica en este mes.

En total, la capacidad del parque eléctrico español supera los 111 GW, concretamente se sitúa en los 111.369 MW, **nuevo récord de potencia instalada en España**. Eso sí, para el 31 de julio estos datos caerán **con la desconexión de las siete centrales térmicas**. En total se apagaron más de 5 GW por lo que se volverá a los 106 GW aproximadamente.

REE comprueba el éxito del nuevo cable eléctrico submarino que conecta Menorca con Mallorca

La nueva interconexión supone la unión eléctrica de todas las islas y las conecta con la península y con Europa después de 18 meses de trabajo.

elespanol.com
13 07/2020



Red Eléctrica de España, como operador y transportista único del sistema eléctrico español, ha podido comprobar el éxito la unión eléctrica de todas las Islas Baleares tras la puesta en servicio de **la nueva interconexión que une Menorca y Mallorca desde hace poco menos de un mes**.

Gracias a este hito, ahora sí todas las islas se conectan entre ellas, con la península, y lo ha celebrado en un **acto inaugural** en el que estaba la ministra para la Transición Ecológica, Teresa Ribera, en Menorca.

Según un comunicado de REE, supone un gran salto en la transición energética en el archipiélago que, en 2019, pasó de cubrir **su demanda con fuentes renovables de un 6,5% a un 15% gracias a la aportación de la interconexión con la península**.

"Se trata, sin duda, de uno de los proyectos en los que más dedicación y empeño ha puesto la compañía", ha dicho la presidenta de Red Eléctrica, **Beatriz Corredor**, "gracias a este nuevo enlace, Menorca deja de ser una isla eléctrica".

Al acto también han asistido la vicepresidenta cuarta y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, **Teresa Ribera**; la presidenta del Gobierno de las Islas Baleares, **Francina Armengol**; la presidenta del Consejo Insular de Menorca, **Susana Mora**; el vicepresidente y Consejero de Transición Energética y Sectores Productivos, **Juan Pedro Yllanes**; y la alcaldesa del Ayuntamiento de Ciutadella, **Joana Gomila**.

La puesta en servicio de este nuevo enlace es el resultado del trabajo ininterrumpido efectuado desde que, el 2 de noviembre de 2018, el Consejo de Ministros declarara su utilidad pública y concediera la autorización administrativa para su construcción.

Así, en un plazo 18 meses, Red Eléctrica ha completado las diversas fases de ejecución del proyecto, continuando incluso los trabajos en el periodo de mayor paralización de la actividad durante el estado de alarma decretado ante la pandemia por la COVID-19, al declarar las autoridades competentes esta infraestructura de carácter esencial para el sistema eléctrico.

El esfuerzo realizado por Red Eléctrica, de manera coordinada con diferentes administraciones de ámbito estatal, autonómico y local, así como con los cuerpos y fuerzas de seguridad del Estado, ha permitido incluso adelantar los plazos comprometidos a pesar de la excepcionalidad de la emergencia sanitaria mundial.

En palabras de la vicepresidenta cuarta del Gobierno de España y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Teresa Ribera, **“esta infraestructura refuerza la calidad y seguridad del suministro eléctrico en Menorca; reduce de forma inmediata las emisiones asociadas al sistema eléctrico balear y prepara a Illes Balears para avanzar hacia un futuro plenamente renovable antes de mitad de siglo. De hecho, este camino ya ha comenzado. En 2019, y gracias a las interconexiones existentes con la península, el consumo renovable del archipiélago se duplicó hasta alcanzar el 15%”**.

La presidenta del Govern de las Illes Balears, Francina Armengol, ha agradecido por su parte la respuesta ofrecida tanto por el Gobierno de España como por Red Eléctrica, para acelerar la instalación de la nueva infraestructura en colaboración con el resto de administraciones.

“La situación requería que se actuase de la forma más rápida posible y cumpliendo los plazos de una obra técnicamente muy compleja, y así se ha conseguido a pesar de las dificultades”, ha celebrado Armengol.

“Además de ofrecer seguridad en el suministro a Menorca”, ha destacado también sobre la nueva conexión, “dará más estabilidad, garantías y calidad al conjunto del sistema energético balear”.

Para Juan Pedro Yllanes, vicepresidente del Govern Balear y consejero de Transición Energética y Sectores Productivos, “con este cable las dos islas quedan unidas en los dos sentidos. Proporciona energía desde Mallorca a Menorca pero también, en cuanto esté en marcha la apuesta que tenemos a favor de las renovables, permitirá que el excedente que se produzca en los días de invierno pueda ser trasladado a Mallorca. Por tanto, el cable no tan solo interconecta, sino que da más estabilidad a los dos sistemas y mayor garantía y calidad al suministro eléctrico”.

Por su parte, la alcaldesa de Ciutadella, Joana Gomila, ha señalado que “el Ayuntamiento pone en valor la entrada en servicio del enlace eléctrico que une Menorca y Mallorca y que puede garantizar el suministro eléctrico para evitar apagones como el ocurrido en octubre de 2018”.

La alcaldesa ha recordado el compromiso del Ayuntamiento con la sostenibilidad y con la Estrategia Menorca 2030 y ha concluido destacando, “nuestra apuesta por un modelo basado en las renovables y las energías limpias, respetuoso con el medio ambiente y que debe asegurarnos la máxima autonomía energética como isla Reserva de la Biosfera”.

REE apuesta por las Baleares

Con este nuevo enlace la red de transporte de la isla está dimensionada y preparada para absorber, en condiciones de seguridad, un montante de nueva generación renovable muy significativo dice REE en el comunicado permitiendo también que desarrollos de energía renovable en la isla de Menorca puedan evacuar a través de la red de transporte.

Los **84 millones invertidos en esta interconexión submarina** se suman a los más de **55 millones y medio que, desde 2010, año en que Red Eléctrica asumió la gestión de los activos de la red en Baleares**, ha destinado al mantenimiento y adecuación a los mejores estándares en la isla de Menorca.

Entre esos activos está la instalación de nuevos sistemas de control y de servicios auxiliares en el 100% de las subestaciones; la renovación de todos los sistemas de protección de las líneas o la sustitución del 66% de los apoyos de 132 kV, entre otras mejoras introducidas para dar garantía, fiabilidad y seguridad a la red eléctrica menorquina.

En cuanto al conjunto del **sistema balear**, desde 2010, **Red Eléctrica ha invertido más de 1.000 millones de euros** en su mantenimiento y desarrollo y singularmente en interconexiones submarinas.

Gracias a estas inversiones, la calidad del servicio en las Baleares es hoy equivalente a la del sistema peninsular y el europeo. Además, hemos evitado la emisión anual de más de 500.000 toneladas de CO2 a la atmósfera, principalmente por la aportación procedente del enlace con la península, que el año pasado cubrió cerca del 28% de la demanda total balear, reduciendo así la generación en el archipiélago.

De hecho, desde el pasado 1 de enero el carbón ha desaparecido del mix energético balear en aplicación de las directivas europeas.

Un reto tecnológico

El nuevo enlace entre Menorca y Mallorca está formado por un cable terrestre-submarino tripolar de 132kV, que pesa alrededor de 2.300 toneladas (56,5 kg por metro) y conecta las subestaciones de Ciudadela y Cala Mesquida, en Menorca y Mallorca, respectivamente.

El trazado submarino es de 41,7 km, con una profundidad máxima de 86 metros, y el terrestre transcurre por 12,5 km en Menorca y 742 metros en Mallorca. Los tramos terrestres del enlace son, en ambas islas, soterrados.

En ambos extremos, la llegada del enlace a la costa se efectúa mediante perforación horizontal dirigida, una técnica que permite la instalación de una canalización subterránea con un control absoluto.

De esta manera es posible evitar los obstáculos del terreno y garantizar la mínima repercusión ambiental, especialmente a través de la salvaguarda de las praderas de fanerógamas y de posidonia en ambos extremos costeros.

En el caso de Cala en Bosc, la perforación horizontal dirigida cuenta con 310 metros de longitud total con una profundidad máxima de 25 metros, mientras que, en el caso de Cala Mesquida, tiene una longitud de 800 metros, con un recorrido submarino de profundidad máxima de 20 metros y un recorrido terrestre de 276 metros bajo la playa.

Iberdrola, entre los mejores del Ibex gracias a su apuesta por las renovables

José Antonio González, profesor del Curso de Operativa para Invertir en Bolsa, analiza Iberdrola, que ha crecido un 22% en el año.



elespanol.com
13/07/2020

Muy pocos valores de la bolsa española pueden presumir de haber aguantado la pandemia con balance positivo. Uno de ellos es Iberdrola, que se ha convertido en el tercer mejor valor del Ibex 35, sólo superado por Cellnex y Viscofan. Y es que la firma se anota un 22% de ganancias en el ejercicio, mientras que los analistas confían en que la tendencia se mantenga.

Uno de los motivos de su buena forma es su **gran apuesta por las energías renovables en los últimos años**, estrechamente vinculadas a la megatendencia del cambio climático, que no para de crecer y atraer a los inversores. En el primer semestre de 2020, Iberdrola **ha elevado en más de un 15% su producción renovable**.

José Antonio González, profesor del Curso de Operativa para Invertir en Bolsa, explica que actualmente **Iberdrola logra resolver al alza resistencias**, afianzando de esta forma el reciente cruce alcista que han llevado a cabo sus medias móviles de medio y largo plazo.



Iberdrola en gráfico diario con rango de amplitud medio en porcentaje (ventana central superior), MACD (ventana central inferior) y volumen de contratación (ventana inferior).

Por el momento, **el escenario técnico de la compañía mejora**, a pesar de cierta reducción del volumen de contratación. El movimiento no comenzará a ponerse en cuestión mientras que el precio no perfore la zona de relevancia técnica situada en el entorno de los 9,40 euros.

Por otro lado, **su próximo objetivo alcista sería la resistencia** significativa establecida en los 11,344/11,254 euros por título.

Repsol reanuda la producción de carburantes tras 20 días

La refinería de Tarragona paró por la caída de la demanda

lavanguardia.com
14/07/2020

La refinería de **Tarragona** vuelve a estar en marcha tras veinte días de parada. La **crisis del coronavirus** provocó una caída en picado de la demanda de combustibles. Dejaron de circular coches y de volar aviones y empezó a acumularse el **stock** como nunca, hasta el punto de que **Repsol** tomó una decisión sin precedentes: parar la actividad de esta refinería durante tres semanas. Fue el único de los cinco centros de producción que Repsol tiene en la Península que paró por completo. Pasados los veinte días, este fin de semana se reanudó la actividad.

Aunque la demanda del mercado no ha cambiado significativamente durante el último mes, la refinería ha vuelto a producir combustibles a un ritmo "tranquilo". Las instalaciones están lejos de funcionar al cien por cien de la capacidad. "Estamos produciendo a un ritmo similar al que teníamos antes de parar", explica un portavoz de Repsol en Tarragona.

La parada afectó a 172 de los 1.400 empleados que la compañía tiene en el polígono petroquímico

Nunca en los 43 años de historia de esta refinería se había parado la producción de carburantes. Según informa la propia compañía, en estas instalaciones se producen cada año cuatro millones de toneladas de gasóleos, 1,5 millones de toneladas de gasolinas, 2,2 de fuel y 1,1 millones de toneladas de queroseno.

Para hacerse una idea del volumen de producción de gasolina en Tarragona, en condiciones habituales, con la cantidad que se fabrica en un minuto, un coche podría dar 6.000 vueltas a la tierra.



De los cinco centros de producción de combustible de Repsol, el de Tarragona es el que concentra más volumen de fabricación de queroseno para aviones, un mercado que cayó en picado a partir de marzo, cuando todas las compañías aéreas cancelaron vuelos. Durante estos veinte días, Repsol ha distribuido la producción entre las refinerías de La Coruña, Bilbao, Puertollano y Cartagena en función de la demanda. Todas las instalaciones están interconectadas y operan como una sola.

La parada ha afectado a 172 empleados de los 1.400 que Repsol tiene en Tarragona. Sin embargo, esta decisión no ha provocado la aplicación de ningún expediente de regulación temporal de empleo (ERTE). Este complejo petroquímico ha podido adaptarse a las nuevas necesidades del mercado –condicionado por la pandemia– sin la necesidad de recortar plantillas, aunque sí rebajando ritmos en algunas unidades.

Aun así, durante las últimas tres semanas, mientras la producción de combustible estuvo totalmente parada, se ha mantenido la actividad en las otras unidades de producción. No en vano, Repsol fabrica varias de las materias primas imprescindibles para la actividad de la industria química, como el etileno o el propileno. También se ha mantenido la actividad en el pantalán del puerto con la entrada y salida de productos.

La compañía espera que la apertura de fronteras y la recuperación paulatina de la actividad económica en muchos de los países afectados por la pandemia, incluido el turismo a escala internacional, hará remontar la demanda de queroseno. También la recuperación del volumen de tráfico y de transporte por carretera ha incrementado el consumo de gasóleos y gasolinas, que cayó en picado durante los días de confinamiento más estricto.

La Transición Energética en España llega por fin BOE

lainformacion.com
14 07/2020

Hace poco más de dos años en España se imponían cargos absurdos al autoconsumo (el conocido como 'impuesto al sol'), se pretendía prohibir por Real Decreto el cierre de las centrales de carbón y el sector renovable llevaba un lustro sin apenas instalar nueva potencia. España era, sin duda, un ejemplo en regulación energética a nivel mundial. Ejemplo a no seguir, claro está.

Desde entonces, muchas cosas han cambiado. Con **Teresa Ribera** al frente del **Ministerio para la Transición Ecológica**, allá por octubre de 2018, mediante el **Real Decreto-Ley 15/2018**, se apagaron los principales fuegos que los pirómanos del planeta habían encendido, poniendo fin al “Impuesto al sol”, racionalizando la recarga de vehículos eléctricos o eliminando las trabas burocráticas al autoconsumo. Pero una vez apagado el fuego, toca construir desde las cenizas.



Y eso es justo lo que hace el reciente Real Decreto-Ley 23/2020, junto con la propuesta de Real Decreto de nuevas subastas renovables, que pretenden sentar las bases de la generación eléctrica para toda esta década.

Principales novedades

En materia de generación renovable. La nueva regulación pone fin al cuestionable y **cuestionado sistema de subastas renovables** de los hermanos Nadal, según el que se subastaba potencia y no energía, y se establecía una retribución a la inversión basada en unos modelos de horas equivalentes de producción teóricos que no se correspondían con la realidad.

A partir de ahora, se realizarán subastas por energía, con una retribución a cada cual, según la oferta realizada, teniendo las instalaciones que acudir al mercado diario y siendo liquidada la diferencia entre el precio de subasta y el precio del mercado por OMIE. También se explicitan -aunque por ahora sin una solución clara- los nudos de transición justa, respecto de los que hay enormes controversias en tanto que los titulares de plantas de carbón pretenden mantener los puntos de conexión para cambiarlos por generación renovable sin mecanismo competencial alguno.

Además, se pone orden en todo el **proceso de otorgamiento de puntos de conexión**, estableciendo hitos claros y predecibles para la tramitación de proyectos, lo que previsiblemente acabará con la especulación existente en el ámbito de los puntos de conexión, existiendo decenas de proyectos fantasma desarrollados por intermediarios que no pretenden más que vender los permisos a un comprador final -o a otro intermediario-, sin tener intención siquiera de construir ellos mismos el parque.

Otra medida, muy positiva, es la **regulación de la hibridación entre diferentes tecnologías renovables**, de forma que, sin incrementar la infraestructura de red, pueda ampliarse la potencia renovable instalada, combinando tecnologías de generación con curvas de carga que se complementen, maximizando la inyección renovable a la red. Esta medida debería complementarse con la vuelta al criterio de la potencia nominal para asignar la capacidad a la energía fotovoltaica.

Por otra parte, la nueva norma, aunque a efectos meramente declarativos y requiriendo un desarrollo reglamentario, instaura tres nuevas figuras en el sector eléctrico: el agregador independiente, el titular de instalación de almacenamiento y la comunidad de energías renovables. También se abre la puerta a la posibilidad de establecer “bancos de pruebas regulatorios” para probar nuevos modelos energéticos, todo ello condicionado a un posterior desarrollo reglamentario.

Además, otros cambios relevantes son la alteración de los límites máximos de inversión en redes, para evitar el impacto negativo que la bajada del PIB ocasionada por el covid-19 pueda tener y no computando a efectos de inversión las interconexiones, algo que tanto REE como las distribuidoras habían solicitado.

Asuntos pendientes

Tras la depuración normativa realizada por el Real Decreto-Ley 15/2018 y las soluciones constructivas que aporta el Real Decreto-Ley 23/2020 en materia de generación eléctrica renovable (en especial, las subastas y la racionalización del proceso de conexión), **se avanza hacia la transición energética en España**, sobre todo en lo que a generación renovable se refiere. No obstante, para quien entiende la transición energética no sólo como un cambio tecnológico en la forma en que se genera la energía, sino también como un cambio en la estructura económica del sector eléctrico, pasando de un modelo oligopolístico a uno competitivo, se hace necesario profundizar en la senda de reformas.

En el caso de los vendedores de energía -los generadores- hay que observar el desarrollo reglamentario que se haga de las subastas, permitiendo **cuotas especiales para pequeña potencia** y limitando el máximo de generación que pueda tener cada empresa -igual que ya se hace, por otra parte, en las Islas-.

Esto hará que más actores puedan acceder al segmento de la generación eléctrica, aumentando así la competencia entre los vendedores y reduciendo las posibilidades de manipulación del precio de mercado observadas en los últimos años por **Iberdrola, Gas Natural y Endesa**.

No obstante, para que un mercado sea competitivo, se hace necesario que exista competencia en los dos lados, por lo que es preciso adoptar **medidas para dinamizar la competencia en el lado de la compra**. Por ahora, la regulación en el segmento de comercialización se ha limitado a adoptar medidas de protección del consumidor, pero éstas deberían ir acompañadas de otras de **fomento de la competencia**. Comentamos aquí dos de ellas.

La primera es la relacionada con las **obligaciones en materia de eficiencia energética**. El **Real Decreto-Ley 23/2020** es continuista (por desgracia) en la regulación de la eficiencia energética, optando, por el momento, por el mismo modelo de contribuciones al Fondo Nacional de Eficiencia Energética como única forma de cumplir las obligaciones, y por ahora postponiendo todavía más (y ya van 6 años de retraso) el sistema de "certificados blancos", por el que los sujetos obligados podrían sustituir el pago al Fondo por actuaciones directas en eficiencia energética, que muchas veces son capaces de generar efectos más inmediatos sobre la mejora de la eficiencia energética.

La segunda es el Impuesto de Actividades Económicas, **que ya ha sido relatada con anterioridad**, pero que sigue sin solucionarse. En la actualidad se encuentra pendiente una **nueva iniciativa parlamentaria del diputado Joan Capdevila** para modificar esta cuestión, y cabe esperar que el Gobierno esta vez sí, tendrá oportunidad para crear epígrafes específicos a la comercialización energética antes del 31 de diciembre de 2020 para poner fin a este absurdo de una vez por todas.

En todo caso, **el RDL 23/2020 asienta unos buenos cimientos de la transición energética**, sobre los que ahora tienen que asentarse el resto de disposiciones reglamentarias y procedimentales que permitan cumplir con solvencia las obligaciones establecidas por el PNIEC, teniendo claro que sin transición del derecho energético no habrá transición energética.

S&P confirma los ratings de Iberdrola ante su resistencia frente al coronavirus

La agencia de calificación prevé que Iberdrola, a pesar de la pandemia y el actual entorno de precios bajos de la electricidad, siga creciendo gracias a la contribución de sus actividades reguladas y la contribución de las inversiones realizadas en los años anteriores.



expansion.com
14/07/2020

La agencia de calificación prevé que Iberdrola, a pesar de la pandemia y el actual entorno de precios bajos de la electricidad, siga creciendo gracias a la contribución de sus actividades reguladas y la contribución de las inversiones realizadas en los años anteriores.

S&P Global Ratings ha ratificado las calificaciones crediticias de Iberdrola 'BBB+', a largo plazo, y 'A-2', a corto, con perspectiva 'estable', ante el impacto limitado que estima para el grupo energético por el Covid-19.

En un comunicado, la agencia de calificación prevé que Iberdrola, a pesar de la pandemia y el actual entorno de precios bajos de la electricidad, siga creciendo gracias a la contribución de sus actividades reguladas y la contribución de las inversiones realizadas en los años anteriores.

De esta manera, valora que esta capacidad de recuperación de la energética presidida por Ignacio Sánchez Galán se verá reforzada por sus inversiones (34.000 millones durante 2018-2022), que contribuyen a la generación adicional de resultado bruto de explotación (Ebitda).

Para S&P estas inversiones refuerzan la posición de Ebitda de la eléctrica, por lo que prevé "un aumento gradual" de las ganancias a medida que los nuevos activos entren en operaciones.

En concreto, destaca que la generación de energía del grupo en el primer semestre del año fue un 6,3% más elevada que en el mismo periodo de 2019, gracias a una mayor generación de la eólica y la hidroeléctrica, y ve favorable su posición corta en mercados como España y Reino Unido, donde produce menos de lo que vende en el negocio minorista.

No obstante, S&P advierte de que las ganancias en Brasil podrían ser "menos predecibles" y están más expuestas a impagos o cambios en las políticas energéticas que otros marcos europeos.

De esta manera, la agencia, aunque vaticina que los ingresos en 2020 se puedan resentir algo por la crisis sanitaria del Covid-19, especialmente en las actividades no reguladas, confía en que Iberdrola mostrará "un sólido" desempeño operativo.

En lo que se refiere a la perspectiva 'estable' para las calificaciones del grupo, S&P señala que refleja sus expectativas de que Iberdrola mantendrá un ratio de fondos ajustados de operaciones (FFO) sobre deuda en el 18%-20% en los próximos dos o tres años.

Las energéticas recurren a las renovables para impulsar las operaciones de petróleo y gas

elperiodicodelaenergia.com
15/07/2020

Las compañías energéticas comienzan a recurrir a las energías renovables para impulsar las operaciones de petróleo y gas, según muestra una nueva investigación de **IHS Markit** titulada «Increíble ritmo de crecimiento en proyectos renovables que impulsan las operaciones de campo de petróleo y gas»



Las compañías de petróleo y gas están comenzando a utilizar esas fuentes de carbono cero para reducir las emisiones de carbono asociadas con las operaciones, según una nueva base de datos y análisis de IHS Markit de este tipo de proyectos de energía renovable.

«Hay un sorprendente ritmo de crecimiento en los últimos años y un entorno comercial dinámico para suministrar energía renovable a las operaciones de petróleo y gas», dijo **Judson Jacobs**, director ejecutivo de energía ascendente de IHS Markit. «Los esfuerzos de eficiencia energética y las reducciones en la quema de llamas pueden hacer mucho para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, por lo que algunas empresas están recurriendo a fuentes de carbono cero para impulsar sus operaciones».

Si bien los números son pequeños, han estado creciendo rápidamente en los últimos dos años. En la década de 2000 se registraron menos de 15 de estos proyectos de energía renovable hasta 2017. IHS Markit ahora ha contabilizado más de 45 proyectos anunciados en su base de datos de Energía Renovable en campos de petróleo y gas, con 13 anuncios realizados en 2018 y 15 en 2019.

Se espera que los proyectos anunciados en 2018 y 2019 eviten más de 3 millones de toneladas de emisiones anuales de dióxido de carbono (CO2) combinadas. Por el contrario, los proyectos un año antes solo evitaron hasta 0.3 MMT.

Se están desarrollando instalaciones tanto en nuevos desarrollos como en activos existentes, con la energía solar como la tecnología renovable más destacada, seguida de la energía hidroeléctrica y la eólica. Estos despliegues son parte de las estrategias más amplias de gestión de emisiones de gases de efecto invernadero de las empresas que IHS Markit rastrea y analiza.

Varios factores más allá de la reducción de emisiones también están impulsando el creciente interés por las energías renovables en las operaciones de petróleo y gas. «La presión de las partes interesadas para reducir las emisiones es un factor», dijo Jacobs. “Pero también influye la importante disminución de los costos de las energías renovables y la creciente familiaridad y experiencia de la industria con estas tecnologías. Y hay mejoras tangibles en el rendimiento operativo que van junto con su uso «.

Las instalaciones renovables en el campo están demostrando confiabilidad. Y la electrificación, que extrae energía generada con energía renovable directamente de la red, como en plataformas marinas en Noruega, elimina la mayoría de los equipos de generación de energía por completo, lo que permite que haga falta menos personal en operaciones y huellas de instalaciones más pequeñas. Los beneficios adicionales incluyen gastos de mantenimiento reducidos y la eliminación del suministro de combustible a la instalación.

Si bien IHS Markit espera que el número de proyectos de energía renovable en los yacimientos continúe acelerándose en los próximos años, se deben superar varios desafíos antes de la adopción generalizada. El costo relativo de las fuentes tradicionales de generación de energía, el desarrollo de cadenas de suministro en regiones remotas y el almacenamiento de energía para fuentes renovables intermitentes son factores importantes que actualmente limitan el crecimiento.

«América del Norte y Europa, donde los despliegues de energías renovables han sido más prolíficos hasta la fecha, siguen creciendo», dijo **Minuri De Silva**, analista de investigación en costos y tecnología de IHS Markit. “Y otras regiones propicias como Oriente Medio, América Latina y Asia también están preparadas para una mayor adopción a medida que abordan problemas técnicos y comerciales. El potencial de crecimiento es significativo «.

Asimismo, los tipos de compañías de petróleo y gas que utilizan energías renovables en los yacimientos se están ampliando. Las compañías petroleras internacionales (COI) han sido líderes en esta área. Pero el uso se ha expandido a compañías petroleras nacionales (NOC), firmas independientes de exploración y producción e incluso firmas de servicios de campos petroleros en los últimos años.

“La actividad en el espacio de la energía renovable instalada en los campos de petróleo y gas se encuentra en lo que llamamos ‘etapa de adopción temprana’. Es una tendencia dinámica e importante a seguir”, concluye Jacobs.

El impuesto del 7% a la producción de electricidad perjudica tanto a los consumidores como a la competitividad de los generadores españoles

elperiodicodelaenergia.com
15/07/2020

El Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica entró en vigor en España a finales de 2012. Representa un coste extra para todos los productores de electricidad que termina perjudicándolos frente a sus competidores transfronterizos e incrementando el precio que pagan los consumidores por la electricidad, por lo que en AleaSoft se propone su eliminación. Durante su suspensión los efectos fueron notables en el mercado.

El **Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE)** tuvo su aparición a finales de 2012, como parte de un conjunto de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. El Gobierno declaró que el conjunto de medidas del que forma parte este impuesto estaba dirigido a hacer frente al **déficit tarifario**, cuyo valor estimado a diciembre de 2011 alcanzaba los 24 000 millones de euros, cifra que se estimaba se podría doblar en 2015 si no se tomaba alguna medida.



El IVPEE grava las actividades de producción e incorporación de energía al sistema eléctrico y es de aplicación en todo el territorio español. El tipo impositivo de este impuesto es del 7% del importe total que corresponda percibir por la generación e incorporación de energía al sistema eléctrico. A quienes se les repercute este impuesto, por tanto, es a los productores de electricidad y no al consumidor final. Pero esto es solamente en teoría, pues el productor lo repercute en el precio de la electricidad a través de sus ofertas de venta, al considerarlo un coste más de producción. De esta forma, el impuesto llega al consumidor final en el precio que paga por la electricidad.

En octubre de 2018, ante el incremento del precio de la factura de la luz, **el Gobierno español publicó un Real Decreto-Ley que contenía entre otras medidas, la suspensión por seis meses del IVPEE**. En ese momento, **en AleaSoft se estimó el efecto de esta medida en un descenso de entre un 5% y un 6% en el precio de la electricidad en el mercado MIBEL**, aunque en estos cálculos también se incluía el efecto de la exención del pago del “céntimo verde” a los **ciclos combinados**. Tal como se esperaba, el impacto de estas medidas sobre los precios de mercado se hizo notable cuando, al tomar efecto la suspensión temporal del impuesto, **los precios de los futuros de electricidad del mercado español OMIP se redujeron** para los productos que comprendían el período de suspensión del mismo.

Otro de los aspectos importantes por los que este impuesto es perjudicial se refleja en las importaciones de electricidad. El impuesto sale a la luz a finales de 2012, año en el que las importaciones anuales se habían reducido en un 1,8% respecto al año anterior. El año siguiente, 2013, es el primer año con el IVPEE en vigor y las importaciones aumentaron un 31%. No significa esto que el impuesto del 7% sea la única causa del aumento de las importaciones, pero sin dudas deja en desventaja a los productores locales frente a sus homólogos de países con fronteras interconectadas.

Durante los siguientes años de aplicación del impuesto **continuó el aumento de las importaciones desde Francia y Portugal**, con un gran salto a finales 2015 tras el inicio de operaciones de la interconexión de Santa Llogaia-Baixas. Resulta destacable que 2019 fue el primer año, desde la entrada en vigor del IVPEE, en el que las importaciones totales decrecieron respecto al año anterior, coincidiendo con que fue el año en cuyo primer trimestre, el de mayor demanda ese año, estuvo suspendido este impuesto.

Cuando en el segundo trimestre de 2019 se reintrodujo el impuesto del 7%, **en AleaSoft se estimó que esto representaría un incremento del precio de la electricidad de entre un 2% y un 5%**, y en efecto, las consecuencias de la reintroducción del impuesto no se hicieron esperar. España marcó el precio más alto de Europa en diversas ocasiones durante el **mes de abril de 2019, el primero del regreso del impuesto a la generación de electricidad**.

Este impuesto resulta perjudicial para todas las partes del mercado eléctrico y penaliza por igual a todas las tecnologías de producción. Incluso la legalidad del IVPEE ha sido puesta en duda por la Comisión Europea por considerarse contrario al Derecho de la Unión.

Según datos publicados en 2019 por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), de 2014 a 2017 el sistema eléctrico español generó superávits, tras al menos 13 años de déficits. A la luz de estos datos, cabría cuestionarse la necesidad actual del impuesto del 7% a la generación de electricidad.

En **AleaSoft** se considera que el IVPEE debería eliminarse, por constituir una penalización a los productores locales. Además, esta penalización desincentiva la inversión en nueva capacidad de generación con **tecnologías renovables**, precisamente en uno de los países de Europa donde más atractiva resultaría la inversión en **parques fotovoltaicos**. El impuesto del 7% a la generación no solo afecta a la **transición ecológica** en España, sino que hace menos atractiva la construcción de plantas generadoras, que constituyen a su vez, una fuente de trabajo y sostenibilidad económica.

EDP compra Viesgo a Macquarie en una operación valorada en 2.700 millones

Crean una gran distribuidora de electricidad en la que la portuguesa tendrá un 75% y el fondo un 25%

cincodias.elpais.com
15/07/2020

Después de más de un año tanteando el mercado para colocar la parte del negocio que mantenía en Viesgo, tras vender los activos no regulados a Repsol en 2018, el fondo australiano **Macquarie Super Core Infrastructure** ha alcanzado un acuerdo con EDP sobre la eléctrica cántabra. Acuerdo que implica que el fondo de infraestructuras australiano aún mantendrá una cierta presencia en la compañía, concretamente, en la actividad regulada de distribución eléctrica.



Así, según sendos comunicados remitidos a media tarde de ayer por las partes, EDP compra un **75,1% de las redes eléctricas de Viesgo** (integradas en dos filiales: Viesgo Distribución y la gallega Begasa, que suman 695.000 puntos de suministro), en tanto **Macquarie mantiene el 24,9%**. Se crea así una nueva distribuidora holding (que podría ser rebautizada en el futuro), al que el grupo portugués aportará su filial de redes española, E-Redes, con 20.700 kilómetros de líneas. Viesgo tiene y opera otras 31.411 kilómetros de redes de distribución de electricidad reguladas en el norte de España.

La operación supone valorar la compañía en **2.700 millones de euros** y, si bien, EDP no ha desvelado el precio concreto que pagará, la compañía energética prepara una ampliación de capital de 1.000 millones de euros para financiar parte de la misma. Los bancos que asegurarán la ampliación serían BNP Paribas, Goldman Sachs, Bank of America, Merrill Lynch, JP Morgan y Morgan Stanley, según fuentes empresariales.

El acuerdo, que está sujeto a las correspondientes autorizaciones administrativas, incluye también la compra por parte de EDP de la cartera de renovables de Viesgo, **500 MW de capacidad entre España y Portugal**, que se integrarán en la filial verde del grupo luso, EDP Renováveis (EDPR), así como dos centrales de carbón en proceso de desmantelamiento, la única generación convencional que mantenía Viesgo. Está previsto que estas plantas (en Tarragona y Cádiz) cierren antes de 2021 y en los emplazamientos que se liberarán quedarán casi 1.000 MW de potenciales derechos de acceso a las redes.

La operación se traduce por tanto en una gran alianza en distribución enmarcada, según EDP, en su plan estratégico 2019-2022, presentado en marzo del año pasado, que preveía un crecimiento en energías renovables y en redes eléctricas. El plan también persigue reducir su exposición al riesgo de mercado y aumentar el peso de las actividades reguladas a largo plazo, tal como recuerda el consejero delegado del grupo, **Miguel Stilwell**. Y con ella, “EDP refuerza significativamente su presencia en España y su posición en la vanguardia de la transición energética”, añade.

Tras esta operación, Viesgo (que podría cambiar de nombre) se centrará exclusivamente en la explotación y el desarrollo de las redes de Viesgo y EDP España, que contará con una longitud total de 52.177 kilómetros de líneas.

En menos de 20 años, la eléctrica cántabra ha pasado por las manos de **Endesa, la italiana Enel y Macquarie**, que compartía su capital hasta hace unos meses con Wren House Infrastructures Management, a través de Fresco Investments Sarl, y está siendo lentamente troceada.

En noviembre de 2018, ambos fondos vendieron a Repsol los activos no regulados de Viesgo: 750.000 clientes de luz y gas; tres centrales hidráulicas y dos ciclos combinados (Escatrón y Bahía de Algeciras, así como los saltos de Navia, Picos y Aguayo-Aguilar), con una capacidad de generación de 2.350 MW.

Por su parte, EDP alcanzó un acuerdo en mayo para vender a la francesa Total su cartera de clientes de su filial española, que dirige Rui Teixeira, dos centrales de ciclo combinado por 515 millones.

Accionistas españoles

Tras el éxito de la operación se encuentran la discreta aportación de los accionistas españoles de EDP, **Liberbank y Masaveu**, que cuentan con un 7,19% del capital del grupo portugués a través de la sociedad instrumental Oppidum.

El desembarco de EDP en Viesgo se vio durante años como una operación “natural”, dada la cercanía geográfica de ambas eléctricas, las pequeñas de la antes todopoderosa Unesa.

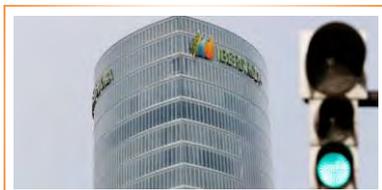
EDP SE REFUERZA EN ESPAÑA Y EL FONDO SIGUE

El consejero delegado de EDP España, Rui Teixeira, calificó ayer la entrada de su compañía en Viesgo como “una operación estratégica, por la dimensión, por el refuerzo de nuestra presencia en un mercado *core* y porque al invertir en redes y renovables, contribuimos de forma relevante para cumplir con nuestra visión de liderazgo en la Transición Energética”. En este sentido, la transacción que permite a la portuguesa duplicar su red de distribución en España, le permite “seguir creando valor a través de nuestras inversiones, al mismo tiempo que mantenemos una fuerte apuesta por nuestros grandes clientes y los nuevos productos y servicios *downstream*”.

Por su parte, Juan Caño, responsable de Macquarie Infrastructure and Real Assets para la península ibérica y miembro del consejo de Viesgo, señaló que “resulta fundamental que sigamos invirtiendo en las infraestructuras de redes de distribución de electricidad en España con el fin de garantizar que los hogares y la industria sigan teniendo acceso a una fuente de electricidad fiable y segura”. Macquarie seguirá como socio de EDP con un 24,9% del holding de distribución que integrará los activos de redes.

Iberdrola renuncia a la condición de aceptación mínima de la oferta en la compra de Infigen Energy

Iberdrola Renewables Australia se compromete a adquirir la totalidad de los valores vinculados de Infigen que acepten la misma



cincodias.elpais.com
16/07/2020

Iberdrola ha renunciado a la condición de aceptación mínima de la oferta para la adquisición del 100% del capital social de la australiana Infigen Energy, según ha informado el grupo presidido por Ignacio Sánchez Galán a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

En concreto, Iberdrola ha decidido renunciar a la última de las condiciones a la oferta pública de adquisición sobre la totalidad de los valores vinculados de Infigen Energy, que consistía en la adquisición de una participación de más del 50% del capital social del grupo de renovables australiano (calculado de forma totalmente diluida).

En consecuencia, la oferta ha devenido completamente incondicional, comprometiéndose Iberdrola Renewables Australia a adquirir la totalidad de los valores vinculados de Infigen que acepten la misma.

A primeros de este mes, el 'Foreign Investment Review Board' (FIRB) australiano ha dado luz verde a la oferta de Iberdrola por Infigen Energy.

Previamente, el consejo de administración de Infigen Energy recomendó "por unanimidad" a sus accionistas que aceptaran la nueva oferta que presentó Iberdrola, que mejoraba el precio para hacerse con el grupo de renovables australiano hasta los 0,89 dólares australianos (0,545 euros) y renunciaba a condiciones.

Así la energética española elevó un 3,48% el precio ofrecido por Infigen Energy, al pasar de los 0,86 dólares australianos (unos 0,527 euros) iniciales a esos 0,89 dólares australianos, respondiendo así a la contraoferta realizada por la filipina Ayala en la 'guerra de OPAs' por la compañía, que había igualado el precio inicial de Iberdrola.

Además, el grupo presidido por Ignacio Sánchez Galán renunció a todas las condiciones inicialmente impuestas en su oferta pública de adquisición (OPA) de acciones en efectivo sobre Infigen, con excepción de la adquisición de una participación de más del 50% del capital social de la australiana (calculado de forma totalmente diluida), a la que ahora también renuncia, y la aprobación de la oferta por el 'Foreign Investment Review Board' australiano.



sie Sindicato
Independiente
de la Energía

desde 1977,
manteniendo
nuestra **esencia**



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...