



Resumen de Prensa

Del 23 al 30 de enero de 2020

NOTICIAS DEL SECTOR ENERGÉTICO



desde 1977,
manteniendo
nuestra esencia

Empresa, Empleo, Trabajo, Personas,...
Igualdad, Solidaridad, Conciliación,...
Formación, Competencias, Desarrollo,...
Salud, Seguridad, Protección,...
Negociación Colectiva, Pensiones,...
Problemas, Propuestas, Soluciones,...
Alternativas, Garantías,... FUTURO

Sindicato *Independiente* de la Energía

UNIDOS

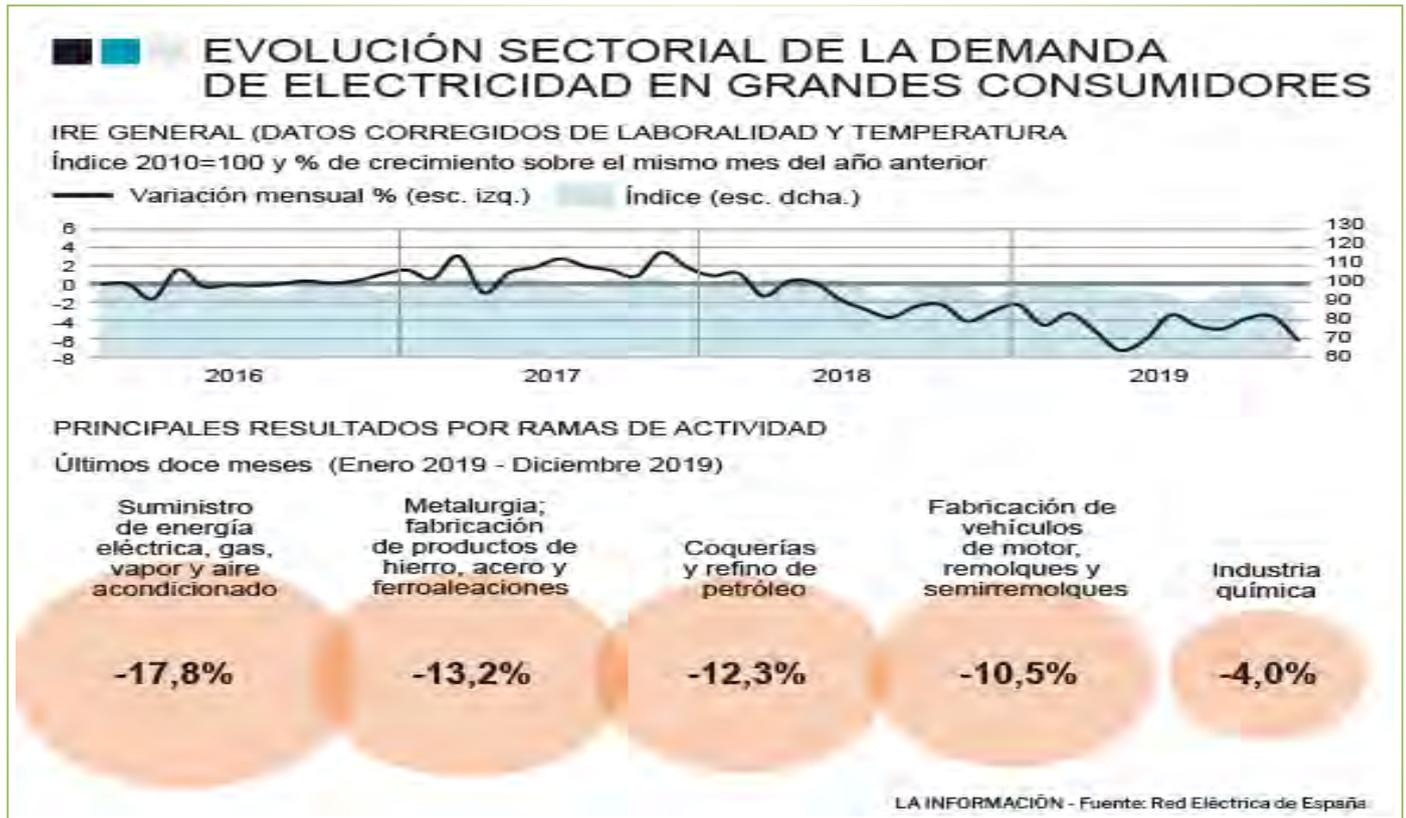
Somos más

FUERTES

La industria cierra 2019 con la mayor caída del consumo eléctrico en diez años

DICIEMBRE CONFIRMA EL DESPLOME DE LA DEMANDA Y METE PRESIÓN AL GOBIERNO EN LA NEGOCIACIÓN DE LAS MEDIDAS DE APOYO QUE RECLAMAN LAS EMPRESAS.

lainformacion.com
23/01/2020



El **consumo de electricidad de los grandes consumidores** del país, comercios e industrias, cayó en diciembre del pasado año un 5,6%. En frío, el dato dice poco. Hasta que lo ponen en contexto los que saben. Según los **técnicos de Red Eléctrica de España (REE)** que siguen mes a mes la evolución del indicador, el dato de fin de año es "uno de los peores registros brutos de todo el año". En el conjunto del año, el indicador global de consumo cae un 4,6%, pero en la industria la caída interanual alcanza el 9,2%. REE concluye que se trata "**del mayor retroceso interanual** desde que se viene elaborando este indicador en el año 2010".

El desplome de la demanda **mete presión a las negociaciones** de los **Ministerios de Transición Ecológica y de Industria** con las grandes compañías del país -automovilísticas, siderúrgicas, cadenas de distribución, papeleras, etc.- para encontrar fórmulas que abaraten la factura energética y favorecer así su actividad. Los datos de cierre de diciembre sobre consumo de energía revelan los sectores en los que la actividad se está enfriando hasta extremos preocupantes.

El índice de REE estima que el frenazo del consumo en la metalurgia el pasado año llegó al 13,2%. **En la automoción** fue del 10,5% y en el refino se situó en el 17,5%. Es el pódium de la caída, **una pista de cómo se están comportando sectores clave** para la economía y para el empleo en un contexto de enfriamiento y de incertidumbre en lo político.

La caída del 10,5% en la industria del automóvil es especialmente delicada. **Es una grieta en el escaparate de la economía.** El sector supone un 10% del producto interior bruto del país y es un motor para las exportaciones. El 82% de los vehículos fabricados en España se exportan.

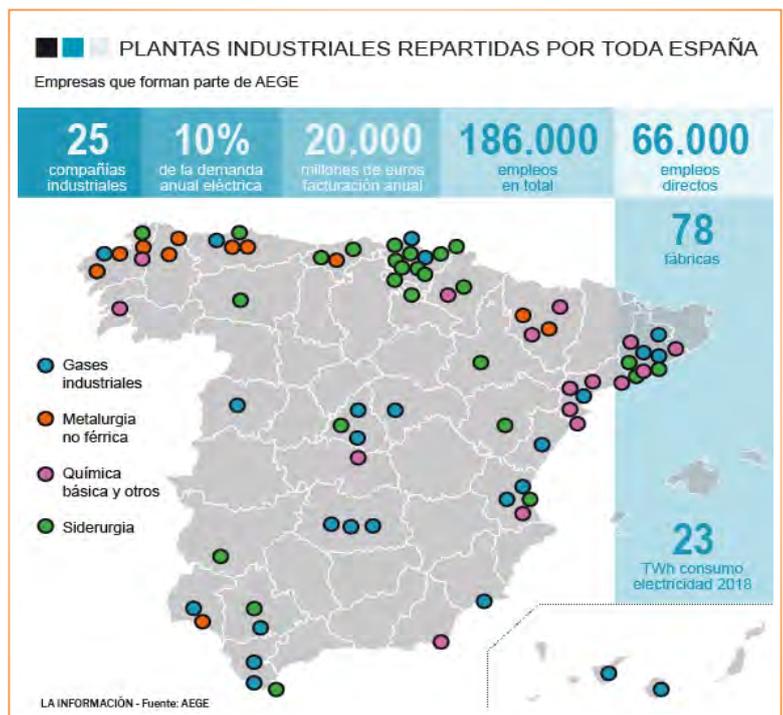
El consumo de energía refleja la debilidad del mercado europeo, pero sobre todo el de España, donde las **matriculaciones de turismos** y todoterrenos **disminuyeron en 2019 por primera vez desde 2012**, un 4,8% en comparación con el año anterior, hasta 1.258.260 unidades (63.177 menos), según datos de las asociaciones de fabricantes (Anfac), de vendedores (Ganvam) y de concesionarios (Faconauto).

El único consuelo relativo es que en los últimos años **se ha flexibilizado el lazo tradicional** entre crecimiento económico y consumo de energía. El desplome en el consumo de electricidad no tiene una correlación equivalente en el decrecimiento económico. Los **datos de REE para el año 2018** mostraron que la demanda global de electricidad creció un 0,4% -0,3% descontadas laboralidad y la temperatura- **mientras que la economía creció un 2,6%.**

Los datos de cierre de año, en cualquier caso, **meten más presión a las negociaciones** del Gobierno con las **grandes asociaciones empresariales** para aprobar medidas que abaraten la factura energética de la industria y las empresas. Las empresas, individualmente y agrupadas en sus asociaciones, **mantuvieron a lo largo del pasado año reuniones** con el exsecretario de Estado de Energía, **José Domínguez Abascal**, y con el secretario general de Industria, **Raúl Blanco**, para negociar el **Estatuto del Consumidor Electrointensivo**, que debe compensar la desaparición de las ayudas que venían funcionando para abaratar la luz y que cuestionaban tanto la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC) como Bruselas.

La industria y las grandes empresas reclaman apoyos porque el mecanismo tradicional de ayudas a la factura energética, las subastas de interrumpibilidad, se han agotado. **En la última celebrada en 2019** para el primer semestre de este ejercicio **se han repartido apenas cinco millones** de euros cuando en 2017 fueron 525 millones, 316 en 2018 y 195 en 2019. Por eso las empresas piden un estatuto propio como **mecanismo ideal para no perder pie.**

El anterior Gobierno en funciones llegó a elaborar el proyecto, pero la convocatoria electoral y las pegas de la CNMC han retrasado la aprobación. El borrador contempla medidas como la **exención en el pago de los sistemas de capacidad** que cobran las eléctricas por tener potencia sobrante que evite apagones y la **regulación de contratos bilaterales** con productores de energía para que puedan buscar mejores ofertas.



En la última reunión de las empresas con el Gobierno celebrada en diciembre, **los responsables de Energía lograron calmar los ánimos** de las empresas con la promesa de que el Gobierno tiene como plan inmediato la aprobación del Estatuto.

Más allá de las palabras, industrias y empresas tienen como objetivo, según afirman, **lograr la equiparación de precios con las industrias competidoras** en Francia o Alemania. Los datos que manejan, elaborados por la consultora Deloitte, sostienen que el precio medio de mercado de la electricidad en España supera entre 8 y 10 euros MWh los de Francia o Alemania y el diferencial del precio final llega a los 25 euros MWh.

España se deja el 30% de los megavatios renovables de las subastas sin ejecutar

RÉCORD HISTÓRICO DE INSTALACIÓN RENOVABLE CON LA CONEXIÓN DE 6.456 MEGAVATIOS DE POTENCIA EN 2019

elperiodicoextremadura.com
23/01/2020



Récord de renovables. En 2019 se instalaron 6.456 megavatios renovables en España, un récord histórico para el sistema eléctrico español, según los datos facilitados este jueves por Red Eléctrica. Sin embargo, podría haber sido una marca mayor. El año pasado se debieran haber instalado 8.000 megavatios, correspondientes a las subastas de 2017, pero solo se ha ejecutado un 30% de esa capacidad (5.689 en total).

El Gobierno convocó dos pujas en 2017 en las que se adjudicaron 8.000 megavatios --3.910 megavatios fotovoltaicos y 4.107 megavatios eólicos--, que deberían conectarse a la red antes de 2019 para acceder a un régimen retributivo y recuperar los avales presentados para participar. Sin embargo, en 2019 se han quedado sin ejecutar uno de cada tres megavatios subastados.

Hace un año, el presidente de la Fundación Renovables, Fernando Ferrando, ya advertía que en tiempo y forma sería "materialmente imposible llegar al 2020 con todos los megavatios". La tramitación administrativa y la logística sobre todo en el caso de la eólica: mover las gigantescas palas de los molinos no es tarea fácil ponían difícil la tarea. Y eso ha ocurrido. Según los datos difundidos por Red Eléctrica, faltan por instalar 192 megavatios fotovoltaicos y 2.160 eólicos.

"Uno cuando va a coger un avión a las 7.30 horas sabe que no puede entrar al aeropuerto a las 7:20 horas y echar la culpa al de seguridad o al que ha facturado el equipaje", advertía a final de año durante el congreso de APPA Renovables, el director de operación del operador eléctrico, Tomás Domínguez. En la misma línea se expresaba el presidente de esta asociación, José Miguel Villarig, que reconocía que aquellos que habían participado en el concurso sabían cuáles eran las condiciones del mismo. Villarig aseguraba que, precisamente, lo ajustado de los tiempos (en tres años había que desarrollar todo el proyecto) había hecho que grandes empresas decidiesen no pujar.

La incógnita ahora recae en si los proyectos se llevarán a cabo, algo que no parece complicado en un sector al alza que empieza a despegar con la revolución energética que promete el actual Gobierno. Según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), se prevé la instalación de 50.000 megavatios renovables hasta 2030, el doble de la capacidad a día de hoy --55.247 megavatios, de los que un 46% son eólicos y un 16% fotovoltaicos--, además muchos han vendido sus proyectos por encima del precio de la garantía depositada.

Ese es, precisamente, el segundo interrogante, saber qué pasará con los avales. Las empresas depositaron una garantía financiera de 60.000 euros por megavatio de potencia, que les sería devuelto progresivamente según se fueran cumpliendo determinados hitos. Uno a los seis meses, otro al año y otro antes de 2020 cuando finalizaba el periodo previsto. Fuentes del Ejecutivo aluden a la nueva formación de Gobierno para conocer si se ejecutarán o no, aunque el Ejecutivo ya inició la tramitación para aquellos que no cumplieron el segundo hito, lo que hace pensar que ahora hará lo mismo.

Energy China entra en renovables en España tras hacerse con las ingenierías nucleares

**HA COMPRADO LAS EMPRESAS DE IBERDROLA, NATURGY Y TÉCNICAS
CONSTRUIRÁ 66 PLANTAS PARA GEELONG GROUP CON 137 MW DE POTENCIA**

eleconomista.es
24/01/2020



Energy China ha desembarcado con fuerza en España. La compañía ha conseguido un contrato para construir 66 plantas solares fotovoltaicas con una capacidad instalada de 137 MW para Geelong Group. El contrato supuso el primer paso de la empresa en España que ahora se consolida con la operación de compra de las ingenierías nucleares a Técnicas Reunidas, Iberdrola y Naturgy.

Con sede en Pekín, Energy China es uno de los mayores grupos de construcción del mundo ya que ocupa el 12º puesto de los mayores contratistas, según ENR y está en el puesto 333 empresa del Fortune Global 500. La empresa ofrece sus servicios en 140 países.

La firma asiática se ha hecho con el control total de las tres ingenierías españolas, que focalizan sus actividades en el negocio energético y, muy concretamente, en el nuclear, tal y como adelantó ayer el Economista. La compañía se ha impuesto a otras firmas que se habían acercado en los dos últimos años al proceso, entre las que figuran otros grupos chinos, las galas EDF, Framatome y Areva y Cobra (ACS).

China Energy Engineering Group Co. (Energy China Group) está dirigida por la Comisión de Supervisión y Administración de Activos del Consejo de Estado (SASAC).

La compañía nació el 19 de diciembre de 2014 cuando fue establecida por Energy China Group, el principal promotor, y Electric Power Planning & Engineering Institute Co. Ltd. (EPPE Company).

Energy China Group ha sido el accionista mayoritario de Energy China, que poseía directamente el 99,53% de sus acciones.

La compañía además ha sido la encargada de desarrollar algunos de los proyectos más destacados del país. El parque eólico offshore Zhanjiang Wailuo ha sido desarrollado por GEDI, que es una subsidiaria de Energy China, y que completó la instalación de la última turbina eólica el 18 de diciembre de 2019.

Las empresas chinas llevan varios años intentando desembarcar en el sector eléctrico español. China State Grid intentó entrar en REE, China Three Gorges, uno de los principales accionistas de EDP, también lanzó una operación de compra de la compañía que finalmente no llegó a buen puerto.

Shangai Electric ha participado en varios procesos de operaciones de compra de activos renovables en nuestro país pero finalmente no ha logrado cerrar ningún acuerdo. La empresa estuvo en la puja para hacerse con X-Elio o Iberwind.

Por contra, China Railway Construction ha cerrado la compra del 75% de Aldesa y la adquisición de una participación mayoritaria del Grupo Puentes por parte de China Road and Bridge Corporation (CRBC).

China Tianjin se hizo también con Urbaser, lo que va reforzando lentamente la presencia de compañías chinas en nuestro país.

El cierre de As Pontes obliga al Gobierno a dejar a cero en 2030 la producción eléctrica del carbón

EL BORRADOR INICIAL DEL PNIEC PREVEÍA HASTA 1.300 MW DE POTENCIA TÉRMICA - LA FOTOVOLTAICA SUMA 2.300 MW MÁS DE LOS ESTIMADOS

farodevigo.es
24/01/2020

En menos de un año, la central térmica de mayor potencia de España pasó de figurar en la lista de instalaciones acogidas al plan nacional transitorio de adaptación a la nueva directiva de emisiones industriales comunitaria a que su dueña, Endesa, anunciara su cierre acelerado. Los trabajadores y las empresas auxiliares vinculadas a la planta lo temían. Y las administraciones lo sabían porque la compañía dejó claro que había avisado ya tanto a la **Xunta** como al Gobierno central. Lo que no quita que el Ministerio para la Transición Ecológica se viera con un calendario para la descarbonización de la economía en general y el sistema eléctrico en particular más apretado de lo previsto en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, remitido a Bruselas. La ahora vicepresidenta Teresa Ribera así lo dijo e incluso afeó a la multinacional sus cálculos de rentabilidad a partir de un sobre coste por las emisiones de CO2 mucho más bajo de lo que por entonces se sabía de sobra. Por eso el nuevo borrador del PNIEC ha tenido que pasar más la tijera al carbón.

El documento de febrero de 2019 estimaba que al final del periodo del plan, a dos décadas vista, las térmicas alcanzarían todavía hasta 1.300 megavatios (MW) del músculo eléctrico de España. Contaba con el margen de la generación de As Pontes y la central almeriense de Litoral, también de Endesa, además de las dos de EDP y una de Viesgo. El **marco** revisado y que está desde ayer en exposición pública deja a cero la contribución del carbón.

Sí se mantiene parte de la potencia de esas centrales dentro del *mix* de producción hasta 2025. Aunque, evidentemente, también con un recorte de por medio. Concretamente, quedarán 2.165 megavatios (MW), la mitad de los previstos inicialmente.

La revisión incorpora un incremento de 2.300 MW de fotovoltaica, lo que supone el desarrollo durante los próximos diez años de 30.000 MW de esta tecnología solar. Será la segunda fuente de electricidad en la España descarbonizada (39.000 MW), solo por detrás de la eólica, con 50.300 MW. El PNIEC subraya la importancia del almacenamiento, sobre todo con la hidroeléctrica de bombeo, y eleva las inversiones a 241.000 millones de euros hasta 2030.

La propuesta más radioactiva de los empresarios

UN INFORME DEL CÍRCULO DE EMPRESARIOS DEMANDA UNA MORATORIA QUE PROLONGUE LA VIDA ÚTIL DE LAS CENTRALES NUCLEARES HASTA QUE HAYA ALTERNATIVAS “VIABLES” QUE NO ENCAREZCAN EL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

larazon.es
25/01/2020



Los siete reactores nucleares españoles fueron en 2019, por sexto año consecutivo, el motor de la generación eléctrica en España. Las nucleares produjeron una quinta parte de la electricidad que consumimos y, además, es la fuente que más emisiones evita a la atmósfera cada año. En concreto, los 55.843 gigavatios hora producidos el pasado año, un 5% más que en 2018, supusieron el **21,43% de la electricidad neta**, según datos de Red Eléctrica. **Con solo el 6,5% de la potencia neta instalada del total del sistema, la nuclear fue la tecnología que más horas operó** (7.846 horas de media por las 5.201 horas de la cogeneración). **Los reactores produjeron electricidad el 90% de las horas que tiene el año y el 36,2% de la electricidad limpia del país.** A la nuclear le siguió muy de cerca el gas. Los ciclos combinados generaron el 21,22% de la luz, pero con el 24% de la potencia instalada, y la eólica, con el 20,72% de la producción con el 23% de la potencia instalada. En definitiva, la nuclear sigue siendo líder y **la principal tecnología “comodín”** del sistema eléctrico, la que siempre está disponible para suministrar electricidad cuando otras no tiran. Ante la perspectiva de su cierre, que arranca en cinco años, los empresarios han precisado que se debe prolongar la vida útil de las centrales para garantizar la previsibilidad de los precios. Y es que la sustitución de la energía nuclear por las que queman gas puede encarecer la luz. Primero, porque los precios del gas son más volátiles que los del uranio y proviene mayoritariamente de Argelia, lo que resta independencia energética. Y, segundo, porque las infraestructuras y los ciclos de producción de gas son hasta 40 veces más contaminantes que los de la nuclear y hay que levantar más plantas de cogeneración y ciclos combinados con el consiguiente coste.

Por eso, en el documento presentado esta semana por el **Círculo de Empresarios** sobre la “Transición energética para un futuro sostenible”, se sostiene que es necesaria una “correcta diversificación de fuentes energéticas que garantice la **seguridad del suministro, la previsibilidad de los precios** y su competitividad”. En este sentido, tras abrazar sustitución paulatina del carbón en la generación de energía eléctrica se señala que deben ser las tecnologías menos contaminantes las que cubran el hueco. Y, entre ellas, se cita explícitamente a la nuclear junto a las renovables y el gas. «Las tecnologías nuclear e hidráulica seguirán siendo importantes durante la transición para aportar estabilidad y firmeza al sistema eléctrico sin añadir emisiones. En el caso de la **energía nuclear, es necesario prolongar la vida útil de las centrales** existentes en caso de que no existan alternativas técnicamente viables, competitivas en coste y no emisoras que puedan sustituirlas», afirma el documento.

Guerra de alianzas de las eléctricas para implantar puntos de recarga

LAS MEDIDAS DEL GOBIERNO ACELERAN EL USO DE VEHÍCULOS NO CONTAMINANTES

lavanguardia.com
26/01/2020

Las compañías eléctricas lo tienen claro: la movilidad sostenible pasa por el uso del vehículo eléctrico. Y para que los ciudadanos se animen a cambiar de coche y adquirir uno no contaminante la clave está en que España teja una red, tanto en espacios públicos como privados, en la que sea fácil y rápido cargar la batería del coche eléctrico en los viajes. Lo normal es que los conductores hagan las cargas en casa, pero una vez en ruta también toca recargar.



Ante esta realidad, las compañías eléctricas tradicionales han abierto una guerra comercial para implantar puntos de recarga a lo largo y ancho de España. A mediados del año pasado, algunas como Iberdrola y Endesa anunciaron sus objetivos en este campo. Ahora se ha abierto una guerra comercial por sellar alianzas con cadenas de gasolineras, empresas de distribución, restaurantes, hospitales... para colocar en sus instalaciones puntos de recarga. Cada poste de 50 kWh cuesta de media más de 50.000 euros.

Cada punto de recarga cuesta alrededor de 50.000 euros, pero es un nuevo nicho de negocio que nadie quiere perder

Endesa es una de las eléctricas que más acuerdos está firmado con empresas de distintos sectores: desde el grupo hospitalario Vithas, donde colocará 22 puntos de recarga, hasta la cadena de supermercados Consum, donde instalará 110 puntos de recarga en 55 centros, o los 400 puntos que gestionará en los aparcamientos de Saba. Otra línea que está siguiendo la compañía que dirige José Bogas es sellar acuerdos con cadenas de gasolineras, como Galp o Ballenoil o la propia Confederación Española de Empresarios de Servicios, para poner puntos de recarga en sus instalaciones. Su objetivo es alcanzar los 8.500 puntos antes del año 2023.

De igual forma, Iberdrola ha firmado acuerdos con estaciones de servicio (Avia, Ballenoil o Valcarcel), así como con distintas empresas (Ikea, Telefónica, Red Eléctrica de España, Pelayo, Grupo Auchan...) e incluso con fabricantes automovilísticos como BMW, Renault, Hyundai, Grupo PSA, Volkswagen o Mercedes. Sólo en Ikea, por ejemplo, implantará 50 puntos de recarga. El objetivo de la compañía que preside Ignacio Sánchez Galán es alcanzar los 25.000 puntos en España en el año 2021.

Además, ambas compañías mantienen negociaciones con el grupo McDonald's para implantar puntos de recarga en sus restaurantes.

Por su parte la compañía asturiana EDP ha firmado acuerdos con los supermercados Ahorramás en Madrid para implantar 20 puntos de recarga. Además, instalará tres en el aeropuerto de Madrid y otro en el de Asturias. También ha sellado acuerdos con Hunosa, TSK Electrónica, Grupo Nature o el centro de ecoturismo Tierra de Agua para poner en sus instalaciones puntos de recarga. Por otro lado, mantiene negociaciones avanzadas con empresas como Leroy Merlin o MediaMarkt para que los clientes puedan recargar las baterías de sus vehículos eléctricos mientras hacen la compra. Con ambas compañías negocia los centros en los que EDP ofrecerá este tipo de servicios.

Por su parte, la estrategia de Repsol difiere un poco del resto. Al contar con más de 3.400 gasolineras, el grupo que preside Antonio Brufau ha apostado por abrir puntos de recarga en sus instalaciones, que le permiten una gran capilaridad.

Además, en su apuesta por la movilidad sostenible compró a finales del 2019 la red de 1.230 puntos de recarga de la empresa semipública Ibil (y mantiene el 50% de la nueva Ibil que ofrece servicios de auditoría, consultoría...). La petrolera, hasta ahora, ha instalado 230 puntos de recarga, de los que 35 son de carga rápida. A lo largo de este año, en algunas de sus gasolineras de la A-1 y de la A-2 colocará puntos de recarga ultrarrápida. Además, ha firmado acuerdos con los ayuntamientos de Madrid, Zaragoza y Santander y los cabildos de Fuerteventura y Lanzarote para extender las redes urbanas y poder recargar el coche en la calle.

Naturgy también se encuentra en plenas negociaciones con diferentes empresas y administraciones públicas para alcanzar acuerdos en esta dirección. La semana pasada, por ejemplo, participó en Madrid in Motion con el objetivo de trabajar con *start ups* y “democratizar la carga eléctrica”.

Endesa vendería Canarias para rebajar la alarma de contaminación climática

LOS GASES DE CO2 DE LAS PLANTAS ELÉCTRICAS DE CANARIAS SUPONDRÁN EL 60% DE LAS EMISIONES TOTALES DE ENDESA EN ESPAÑA UNA VEZ QUE SE CLAUSUREN LAS CARBONERAS EN LA PENÍNSULA

espiral21.com
27/01/2020



Endesa **vendería el negocio de generación eléctrica en Canarias** para rebajar los índices de contaminación climática que se le vienen encima.

Endesa factura unos 2.000 millones de euros en Canarias, donde opera en régimen de monopolio en generación, que es la parte más sustanciosa del sistema energético que se complementan con el transporte y la comercialización.

El beneficio estimado en las Islas alcanza los 200 millones de euros, pero ni siquiera la cifra de negocio es suficiente ante la creciente preocupación que despiertan los derechos de emisión de CO2, el principal causante del calentamiento del planeta.

Endesa, propiedad de la italiana Enel, no quiere cargar con el coste que suponen las emisiones de sus centrales térmicas basadas en el uso ilimitado de derivados fósiles, como carbón o, como el caso de Canarias con fuel-oil ante la prohibición de disponer de gas para las plantas de ciclo combinado de Juan Grande (Gran Canaria) y Granadilla (Tenerife).

Endesa ha dispuesto un plan para quitarse el carbón, pero con el fuel-oil baraja, simplemente, desinvertir.

En el caso del carbón es más que probable el cierre de las centrales térmicas de As Pontes y Litoral, debido a la “*discontinuidad de la producción de sus centrales de carbón en la Península*” por la modificación de las condiciones de mercado, que, según comunicó la eléctrica, propician que “*el funcionamiento de estas centrales no resulte previsible en el mercado de generación en el futuro*”.

Los precios del CO2 pasaron de una media de 6 euros por tonelada en 2017 a 16 euros por tonelada en 2018, con un crecimiento de cerca del triple entre un año y otro.

Además, a lo largo de 2019, el precio medio alcanzó los 25 euros por tonelada (un 56% más que en 2018), según datos de SendeCO2 (Sistema Europeo de Negociación de CO2), empresa dedicada a la compraventa de derechos de emisión.

Endesa ya había anunciado con anterioridad el cierre de las dos centrales de generación con carbón que tiene en el interior y que operan con carbón nacional: Compostilla, en León, y Andorra, en Teruel.

Por el contrario, en las de Litoral (1.160 megavatios) y As Pontes (1.468 MW), que usan carbón de importación, la compañía llevó a cabo inversiones por valor de cerca de 200 millones de euros en cada planta para que pudieran seguir funcionando como máximo hasta 2030.

A pesar del coste, los nuevos criterios de emergencia climática pesan más al aplicar el máximo rango de la UE: ‘quien contamina, paga’, de manera que mantener en su cartera de activos plantas como las de fuel-oil, resultan contraproducentes.

Los gobiernos central y autonómico, ambos del PSOE, promueven legislaciones sancionadoras para las empresas más contaminantes, hasta el punto de que los operadores serían excluidos de los incentivos fiscales. En Canarias, los beneficios tributarios de Endesa con cargo al REF superan los 130 millones de euros al año.

Mientras en Península prevé clausurar plantas de carbón, en Canarias el futuro de las centrales es más incierto.

Transición energética

El director regional de la italiana, **Pablo Casado**, reitera que “*no se construirán más*” centrales convencionales de ciclo combinado, a las que se ha impedido combinar fuel-oil con gas.

Pablo Casado es partidario de una “*transición energética*” sin regasificadoras, “*si acaso con plantitas flotantes*” de gas desde el mar para asistir a Juan Grande y Granadilla en un periodo de 8 a 10 años.

En paralelo, la transición a la que alude Casado se basa en una macro inversión de 10.000 millones de euros en Canarias en los próximos 20 años (hasta 2040) con el objetivo de generar de forma limpia el cien por cien del consumo eléctrico.

La inversión está por detallar pero, en parte, se sustentaría entre aportaciones privadas y públicas a razón de 250 millones de euros al año que permitiría, en su opinión, construir 500 megavatios al año (el total de lo habilitado en toda Canarias) y acatar, de paso, los objetivos de emergencia climática de los gobiernos.

Casado sabe que cuando Endesa, Viesgo y EDP cierren las plantas de carbón de la Península, entre los años 2020 y 2021, el fuel-oil de Canarias pasará a ser el recurso más contaminante de España.

En la cumbre climática de Madrid, en diciembre de 2019, Endesa alertó al consejero de Transición Ecológica, **José Valbuena** (PSOE), de que no asumirá el coste social y empresarial de una alarma en los índices de contaminación de CO2, un hecho que afectaría incluso a su cotización en la Bolsa ante la cada vez más influyente política verde.

En un encuentro sin periodistas en la cumbre climática, técnicos de la compañía eléctrica presentaron un informe confidencial sobre Canarias (no público aún), que razona cómo las plantas de fuel-oil supondrán el 60% de las emisiones totales de España sobre el 15% al cierre de 2019.

Según fuentes conocedoras del expediente isleño, Endesa planteó a José Valbuena flexibilizar los condicionantes sobre el gas.

El consejero se mostró en contra salvo para la actividad de *bunkering* en los 2 puertos capitalinos.

Endesa genera al año unos 2.700 megavatios a través de la quema de fuel-oil mientras que las energías limpias apenas aportan 53 megavatios.

La potencia global instalada en las Islas llega a 3.200 megavatios, de manera que las renovables alcanzan con dificultad los 500 megavatios (el 13%), con un 50% por igual entre eólica y fotovoltaica.

Endesa es la compañía que más contamina en España, con 30 millones de toneladas de CO2 (el 10% del total nacional) a finales de 2018.

Canarias, por su parte, figura en la mitad del ranking nacional con 5 millones de toneladas de CO2 anuales provocado por los gases de efecto invernadero.

En este contexto de tiras y aflojas con la nueva administración socialista y la imposibilidad de sustituir el fuel-oil, Enel ha valorado desinvertir en Canarias a través de conversaciones avanzadas con compañías petroleras interesadas en diversificarse hacia las energías limpias.

Eléctricas y gasistas valen 8.450 millones más en bolsa desde el hachazo de la CNMC

NATURGY Y RED ELÉCTRICA, NO OBSTANTE, NO HAN PODIDO AÚN RECUPERAR SU COTIZACIÓN ANTERIOR A LA PUBLICACIÓN DE LOS PRIMEROS BORRADORES NORMATIVOS

cronicaglobal.elespanol.com
27/01/2020



La mayoría de las compañías energéticas afectadas por los nuevos marcos retributivos que está fijando la **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)** han superado los notables descensos que registraron cuando se conocieron los primeros borradores de las circulares del regulador, allá por los inicios del pasado julio, hasta el punto de que, a precios actuales, su capitalización conjunta supera en 8.450 millones la que tenían justo antes de publicarse los citados documentos.

Por entonces, la propuesta del organismo que preside **José María Marín Quemada** provocó un fuerte terremoto en el sector, especialmente en el ámbito gasista, en el que los recortes de las retribuciones para las actividades de transporte, regasificación y distribución eran notablemente superiores a los del eléctrico.

Máximos de Iberdrola

Los inversores castigaron con dureza a **Naturgy** y **Enagas**, que eran las principales afectadas junto a **Red Eléctrica**, pero los números rojos también se instalaron en valores como **Iberdrola** y **Endesa**, contagiadas por un entorno en el que comenzaba a hablarse de paralización de inversiones y procesos judiciales.

Para estas dos empresas, este escenario ha pasado definitivamente a la historia. Especialmente en el caso de Iberdrola, que en los últimos días está marcando precios máximos históricos en el parqué.

La compañía que preside **Ignacio Galán** no sólo ha logrado desbancar a **Santander** como segundo mayor valor de la bolsa española (algo que ya había logrado anteriormente de forma ocasional), sino que se ha consolidado en ese lugar, con una capitalización que va camino de los 63.000 millones de euros.

Endesa, encauzada

Desde que se conoció el contenido de las primeras circulares de la CNMC, Iberdrola ha registrado avances del 13% en bolsa.

Aunque con menor intensidad, Endesa también ha dejado atrás aquellos momentos de tensión, como prueba el hecho de que sus avances en el parqué desde entonces rondan el 5,5%. La empresa controlada por la italiana **Enel** no cotiza demasiado lejos de sus máximos históricos y ha conseguido recuperar cerca de 1.450 millones de capitalización en este periodo.

La recuperación de Enagás

El caso más destacado ha sido el de **Enagás**, que fue el valor más castigado con diferencia debido a que la propuesta retributiva de la CNMC localizaba los mayores recortes en la actividad de transporte y regasificación, desarrollada prácticamente en exclusiva por esta compañía. Enagás acumuló descensos superiores al 20% en los días posteriores a la publicación de los borradores. Sin embargo, no sólo ha sido capaz de revertir la situación sino que, hoy por hoy, sus acciones cotizan casi un 8% por encima del precio que tenían antes de que se hicieran públicas las circulares de la CNMC.

A esta recuperación ha contribuido, por un lado, el hecho de que **el regulador ha suavizado de forma notable los recortes** que propuso inicialmente después de que el Gobierno se viera obligado a intervenir, a través de los llamados comités de coordinación, ante el riesgo de que los nuevos marcos retributivos tuvieran como efecto una **reducción drástica de las inversiones**, lo que impactaría negativamente en el ambicioso **Plan Nacional de Energía y Clima** presentado por el Ejecutivo ante la Comisión Europea y que tantos elogios recibió de ésta.

La **transición energética es una de las grandes apuestas** del Gobierno.

Naturgy, la otra cara de la moneda

Por otra parte, Enagás ha reaccionado con agilidad con el acelerón de sus planes de crecimiento en el exterior que ha supuesto la compra de la totalidad de los títulos de la estadounidense **Tallgrass** por parte del vehículo liderado por Blackstone y participado por la empresa española, que ya había adquirido parte del capital meses antes. La operación permite paliar en buena medida los menores ingresos que recibirá del sistema, vía los dividendos de la gasista norteamericana.

En cambio, **Naturgy** representa el caso contrario, es decir, el de una empresa notablemente impactada por el terremoto que supuso la propuesta de la CNMC y que aún no ha logrado recuperarse en bolsa, aunque el castigo por parte de los inversores fue inferior al sufrido por Enagás.

Naturgy cuenta con la particularidad de que se vio afectada tanto por los recortes referidos a la actividad de distribución de gas (en la que, además, cuenta con una notable cuota de mercado en España) como por los relacionados con la de distribución de electricidad (aunque, en este caso, la reducción de ingresos no era tan grande).

En vías de recuperación

Hoy por hoy, la capitalización de Naturgy prosigue más de 600 millones de euros por debajo de la que exhibía antes de conocerse los primeros borradores.

Mientras, **Red Eléctrica** tampoco ha podido volver a los precios anteriores al inicio del particular vía crucis energético, aunque tampoco está demasiado lejos. Además de que los recortes en la retribución del transporte de electricidad también serán finalmente menores de lo reflejado en la primera propuesta, la compañía anunció el mantenimiento del dividendo comprometido en su día con los accionistas.

Enel bate su récord de capitalización al superar los 80.000 millones

SE CONSOLIDA COMO LA MAYOR ELÉCTRICA DE EUROPA

eleconomista.es
28/01/2020

Enel ha batido hoy su récord de capitalización bursátil al superar los 80.000 millones de euros. Así, la compañía italiana se consolida como la primera eléctrica de su país y la primera compañía eléctrica de Europa.

Este récord ha sido posible gracias al modelo de negocio sostenible e integrado adoptado por el Grupo Enel desde 2015 y que ha permitido aprovechar las oportunidades relacionadas con la transición energética.

Enel anunció en noviembre sus planes de inversión para el periodo 2020-2022. La eléctrica italiana, dueña de Endesa, invertirá 28.700 millones de euros, un 11% más que en el plan anterior, lo que supone que aspira a lograr un ebitda de 20.100 millones de euros en 2022 (+13% frente a los 17.800 millones de euros previstos en 2019)



El beneficio neto ordinario previsto para 2022 será de 6.100 millones de euros (+27% frente a los 4.800 millones de euros previstos para 2019), con un incremento del objetivo para 2021 de alrededor de 200 millones de euros respecto al plan anterior.

Según explicó la eléctrica, un total de 13.000 millones irán destinado a la transición energética basada en dos áreas principales: las infraestructuras de red que recibirán 11.800 millones y los ecosistemas y plataformas de Enel X para la electrificación que recibirán 1.100 millones de euros.

El grupo espera desarrollar una capacidad de 14.100 MW de nueva capacidad renovable (22% más que en el anterior plan) y reducir su capacidad y producción de carbón un 61 y un 74%, respectivamente.

La remuneración al accionista continuará en el 70% de los ingresos netos ordinarios, lo que supone que se repartirán 0,33 euros en 2019, 0,37 euros en 2020, 0,40 euros en 2021 y 0,42 euros en 2022, lo que supone un crecimiento acumulado del 8,4%.

El plan de Iberdrola para convertir España y Portugal en la gran 'batería' de Europa

LA ELÉCTRICA YA CONTROLA LA MAYOR CENTRAL DE BOMBEO DEL CONTINENTE EN VALENCIA Y CONSTRUYE UN MACROMPLEJO HIDROELÉCTRICO CERCA DE OPORTO QUE DISPARARÁ SU CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO CON AGUA HASTA LOS 4.000 MW DE POTENCIA EN LA PENÍNSULA IBÉRICA.

elindependiente.com
28/01/2020



En el norte de Portugal, casi a medio camino de Oporto y Ourense, está en construcción un coloso hidroeléctrico. Es uno de los más grandes de estas características levantado en los últimos 25 años en Europa. Tres presas y tres centrales hidroeléctricas -Gouvães, Daivões y Alto Tâmega- que se irán poniendo en marcha entre 2021 y 2023, y que la española Iberdrola explotará los próximos 70 años tras invertir unos 1.500 millones de euros (900 millones ya han sido ejecutados).

Iberdrola inició las obras en 2014 y ya ha culminado dos tercios de un complejo en el río Tâmega, un afluente del Duero. Un hito que se ha celebrado este martes con un acto oficial con la presencia del primer ministro portugués, Antonio Costa, de varios de sus ministros y del presidente de la compañía española, Ignacio Sánchez Galán.

Las tres centrales hidroeléctricas tendrán una potencia conjunta de 1.158 megavatios (MW) y, según las estimaciones de la propia empresa, cuando estén plenamente operativas serán capaces de producir 1.766 gigavatios hora (GWh) de electricidad cada año y suministrar energía limpia al consumo equivalente de 440.000 hogares portugueses, evitando la emisión a la atmósfera de 1,2 millones de toneladas CO2 y haciendo innecesaria la importación de 160.000 toneladas de petróleo al año.

Agua para almacenar energía

El nuevo complejo del Tâmega contará con casi 900 MW de bombeo, una técnica que permite el almacenamiento y reutilización del agua para generar electricidad en momentos de alta demanda. Con su puesta en marcha, Iberdrola superará los 4.000 MW de capacidad de bombeo en la Península Ibérica (3.192 MW en España y 880 MW en Portugal) con el objetivo de convertirla "en la gran batería del Viejo Continente", indican desde la eléctrica.

La compañía reparte toda esa capacidad de almacenamiento entre una quincena de centrales, y estudia la posibilidad de ampliar embalses existentes en España (uno en el río Tiétar y otro en el Esla) para reconvertirlos al bombeo, según ha desvelado Galán tras el acto público en la localidad lusa de Ribeira da Pena.

“La tecnología hidroeléctrica de bombeo es actualmente el sistema más eficiente para almacenar energía a gran escala. Es más rentable y aporta estabilidad, seguridad y sostenibilidad al sistema eléctrico, al generar gran cantidad de energía con un tiempo de respuesta muy rápido y sin crear ningún tipo de emisión a la atmósfera”, apuntan fuentes del grupo. “El almacenamiento que proporciona la tecnología hidroeléctrica de bombeo es clave para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico ante la intermitencia de otras fuentes de energía renovables, como la eólica o la solar fotovoltaica”.

Iberdrola prevé alcanzar los 90 gigavatios hora (GWh) de capacidad de almacenamiento en 2022, lo que supondrá un aumento respecto a 2018 de casi un 30%. En el próximo trienio, la compañía sumará gracias a la nueva instalación portuguesa 20 GWh adicionales, equivalentes a 400.000 baterías de coches eléctricos o a 1,4 millones de baterías para uso residencial.

Las centrales de bombeo cuentan con dos embalses a distinta altura que permiten almacenar el agua en los momentos de menor demanda y aprovecharla para generar energía en las horas de mayor consumo para satisfacer toda la demanda eléctrica.

En las horas ‘valle’, generalmente durante la noche en los días laborables y los fines de semana, se usa la energía sobrante -que en esas horas tiene un precio más bajo en el mercado- para transportar el agua contenida en el embalse situado en el nivel más bajo al depósito superior por medio de una bomba hidráulica que hace subir el agua a través de una tubería. El embalse superior funciona como un depósito de almacenamiento.

Durante las horas ‘pico’, las de mayor demanda, la central de bombeo funciona como una planta hidroeléctrica convencional: el agua acumulada en el embalse superior cerrado por una presa se envía al embalse inferior y en este salto se produce la electricidad con turbinas hidráulicas. El agua, una vez generada la electricidad, vuelve hasta el embalse inferior, donde queda de nuevo almacenada.

Iberdrola ya explota en España, en Valencia, la mayor instalación de bombeo de Europa: la Muela II, en el embalse de Cortes de Pallás, ubicado en el río Júcar. Su producción anual ronda los 800 gigavatios hora (GWh), suficiente para atender el consumo eléctrico de casi 200.000 hogares. Esta central tiene cuatro grupos de turbinas reversibles dentro de una caverna que permiten aprovechar el desnivel de 500 metros existente entre el depósito artificial de La Muela y el embalse de Cortes de Pallás para producir energía eléctrica.

Las tres presas del coloso portugués

En el nuevo macrocomplejo hidroeléctrico de Portugal, será el aprovechamiento de Gouvães el que incluya una central de bombeo y un depósito superior. Dispone de cuatro grupos generadores que suman una potencia de 880 MW y que estarán alojados en una caverna subterránea con un volumen equivalente a 25 piscinas olímpicas. Esta central será reversible, es decir, hará posible almacenar agua del embalse de Daivões en el de Gouvães, aprovechando los más de 650 metros de diferencia de cota entre ambos. Su puesta en marcha tendrá lugar el año que viene.

Por su parte, la presa de Daivões, cuya central asociada dispondrá de una capacidad de 118 MW gracias a la instalación de tres grupos, está prácticamente concluida. La ejecución de las obras de la planta hidroeléctrica se encuentra al 50%. Su puesta en marcha está prevista para 2021.

La construcción de la tercera pata del proyecto, la presa y central de Alto Tâmega, está previsto que comience a lo largo del mes de marzo de este año cuando adjudique los trabajos a otra constructora y después de la paralización de las obras hace casi un año. Iberdrola rescindió el contrato al consorcio encargado de su construcción, liderado por Acciona, por “retrasos e incumplimiento” y ahora se enfrentan en los tribunales. La planta contará con dos grupos que le proporcionarán 160 MW de potencia. Su puesta en marcha se producirá a lo largo del ejercicio 2023.

El proyecto original incluía una cuarta presa, en el río Beça, pero fue desechada por la presencia en la zona de ejemplares del mejillón *Margaritifera margaritifera*, una especie en peligro de extinción.

Las obras para levantar el macromplejo de Tâmega tienen impacto en la zona. Además de las 56 viviendas que quedarán sumergidas bajo el agua, las desviaciones del río y las excavaciones en las montañas dejarán una huella permanente en el ecosistema.

Para mitigar estos efectos Iberdrola lanzó hace más de un lustro un plan de acción socioeconómica de 50 millones de euros para la zona de influencia para impulsar iniciativas sociales, culturales y medioambientales. En paralelo, los trabajos de construcción han propiciado la creación de 3.500 empleos directos y otros 10.000 indirectos, el 20% de los cuales proviene de los municipios próximos al proyecto.

La apuesta por Portugal

Iberdrola se ha propuesto crecer en Portugal, un mercado identificado por el grupo como estratégico. Además de desarrollar el complejo hidroeléctrico del Tâmega, la compañía ya cuenta en el país con 92 MW de energía eólica distribuidos en tres parques y el pasado agosto se adjudicó en subasta 149 MW de potencia solar fotovoltaica.

En paralelo, Iberdrola compite con EDP y Endesa en el negocio de la comercialización también en el mercado luso. Iberdrola es hoy la tercera compañía eléctrica del país por cuota de mercado, la primera suministradora de electricidad al sector industrial y la segunda en cuanto a número de clientes residenciales.

Iberdrola gestiona más de medio millón de contratos de suministro de electricidad y gas y su objetivo para 2025 es duplicar su tamaño y alcanzar un millón de clientes domésticos, de un mercado compuesto por 5,2 millones de puntos de suministro.

Macquarie y KIA contratan a JP Morgan para vender Viesgo por más de 3.000 millones

EL FONDO AUSTRALIANO Y EL KUWAITÍ, DUEÑOS DEL 60% Y EL 40% DEL CAPITAL SOCIAL DE LA ELÉCTRICA, PRETENDEN DESHACERSE DE SUS REDES Y DE LOS 480 MW DE RENOVABLES DE LA FIRMA CÁNTABRA

elconfidencial.com
29/01/2020



Se activa una de las grandes operaciones en el sector energético. Según destacan fuentes financieras, el gigante australiano **Macquarie** y **Kuwait Investment Authority (KIA)**, a través de **Wren House Infrastructure**, han contratado a **JP Morgan** para vender Viesgo.

Las fuentes consultadas destacan que los activos de la eléctrica cántabra **superan los 3.000 millones de euros** de valoración.

La compañía presidida y dirigida por **Miguel Antoñanzas** cuenta con 24 parques eólicos en la península Ibérica que suman más de **450 MW** de potencia instalada: (381 MW en **España** y 75 MW en **Portugal**). Además, posee **20 MW** de una planta hidráulica en Jaén y otros **5,25 MW** de minihidráulica.

A lo anterior, hay que sumar 31.300 kilómetros de redes de distribución. La mayoría de ellas están en **Cantabria**, sede de la compañía, aunque también cuenta con redes en **Lugo, Asturias y Palencia**.

El proceso, en un estado muy preliminar, aún está por definirse. De hecho, se espera que sea ya en el **tercer o cuarto trimestre de este año o incluso en 2021** cuando se pueda concretar más. En el sector financiero, no tienen claro si se producirá una venta del 100% del negocio de la compañía o por el contrario se buscarán diferentes compradores, por un lado para las redes y por otro lado para sus renovables. También está por ver si las ofertas finales satisfacen de la misma forma a Macquarie y a KIA. El primer accionista siempre ha señalado estar cómodo dentro de la compañía.

Otra de las fuentes consultadas asegura que ya se han producido contactos con diferentes fondos interesados en la compra, y destaca que los **potenciales interesados** pueden ser diferentes. Para las redes de distribución, consideran que con los fondos de pensiones, cuyo coste de capital es más barato, se puede lograr una mayor rentabilidad.

Caso distinto es el de las renovables, donde creen que los candidatos perfectos son determinados fondos de infraestructuras. No obstante, no se descarta el **potencial interés de 'utilities' o petroleras**.

De hecho, Viesgo ya **vendió toda la parte liberalizada** del negocio a **Repsol**. La petrolera presidida por Antonio Brufau se hizo con la comercializadora, las grandes plantas hidráulicas y sus dos centrales de ciclo combinado para producir electricidad con gas. Una operación de **750 millones de euros**.

A diferencia de ese momento, la **situación regulatoria ha quedado despejada** en las últimas semanas tanto para las redes como para las renovables, otro factor que impulsa la operación. El ministerio para la Transición Ecológica **garantizó en diciembre por real decreto** las primas desde el 1 de enero tal y como estaban para los próximos 12 años. En el caso de las redes, la situación también **se ha aclarado**, una vez que la CNMC ya tiene prácticamente lista su circular de retribución.

Los bajos tipos de interés a nivel mundial y la exigua rentabilidad de los activos tradicionales con menor riesgo está generando un elevado nivel de liquidez que se está dirigiendo hacia este tipo de activos regulados, muy valorados actualmente en el mercado por su combinación de rentabilidad a riesgo limitado.

Al margen de lo anterior, Viesgo posee dos centrales térmicas de **carbón**. Una en Los Barrios (**Cádiz**) y otra en Puente Nuevo (**Córdoba**). Sin embargo, en el mercado creen que estos activos no tienen interés, dados los elevados costes de producción que han llevado al resto de compañías, como **Endesa, Naturgy e Iberdrola**, a declarar el cierre y achataamiento de las mismas.

Fuentes oficiales de Macquarie, KIA, JP Morgan y Viesgo han declinado hacer comentarios.

Casi seis años en Viesgo

Macquarie y KIA compraron Viesgo en 2014. Entonces, la compañía se llamaba **E.ON**. El gigante alemán se embolsó en esta operación **unos 2.500 millones de euros**. La firma fue una de las perdedoras en la guerra de opas desatada en 2005 por el control de Endesa. No obstante, fue finalmente el gigante Enel quien compró la mayor eléctrica de España.

Viesgo facturó en 2018 unos 624 millones de euros. El beneficio antes de impuestos, que no incluye la operación con Repsol, fue de 43,7 millones de euros. Con estos datos, la compañía cerró con un endeudamiento de **algo más de 1.100 millones**.

Además de Viesgo, Maquarie Infrastructure and Real Assets (MIRA) tiene otras importantes participaciones en el sector energético español como CLH. La firma dirigida por **Juan Caño** también posee **Empark**.

Macquarie, a través de otros vehículos, también tiene una participación significativa en desarrollo de renovables en España (GIG) y bonos de deuda solar (Midis), como **T-Solar**.

Por su parte, KIA es socio de **Naturgy** en su división internacional de renovables. La firma kuwaití posee un 25% de Global Power Generation (GPG).

Iberdrola, Endesa, Repsol y Naturgy financiarán el 88% del bono social eléctrico este año

ENDESA ABARCARÁ POR SÍ SOLA UN 35,56% DE LA FACTURA POR SER LA QUE MÁS CLIENTES TIENE

SI SE SUMA EDP ESPAÑA SE ALCANZA UN 91,5% DEL TOTAL A ASUMIR POR LAS ENERGÉTICAS

invertia.com
29/01/2020

Las cuatro grandes eléctricas -**Endesa, Iberdrola, Naturgy y EDP España**- y **Repsol** aportarán el 91,5% de la financiación para el **bono social eléctrico en 2020**, según la propuesta de orden del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

En concreto, **Endesa**, como compañía con **la mayor cartera de clientes**, se hará cargo del 35,56% del coste del bono social, mientras que Iberdrola correrá con el 34,4% y **Naturgy** asumirá el 15,23%.

Por su parte, a EDP España se le asigna el 3,91% del reparto de la financiación del bono social. Además, esta energética participa en el capital de **CIDE HCEnergía**, que debe cubrir el 1,46%.

Mientras, **Repsol** deberá asumir el 2,41% de la financiación del bono social eléctrico de este año. La compañía presidida por Antonio Brufau entró en este grupo de principales comercializadores de electricidad del país con el cierre en noviembre de 2018 de la **compra de la comercializadora de Viesgo**, que le llevó a convertirse en uno de los grandes 'jugadores' en el sector minorista de electricidad y gas en España, con **más de un millón de clientes a día de hoy**.

Las tres eléctricas cotizadas en la bolsa española más Repsol serán responsables de **un 87,6% de la factura total**. No obstante, la propuesta de orden estará abierta a **consulta pública hasta el próximo 10 de febrero**, fecha en que se cerrará el plazo para la presentación de alegaciones.

El porcentaje de reparto de las cantidades a financiar se calcula para cada sociedad o grupo de sociedades de forma proporcional a la cuota de clientes a los que suministre energía eléctrica, como la relación entre un término que será el valor medio anual de clientes que corresponda a cada uno los sujetos obligados, y otro término que corresponderá a la **suma de todos los valores medios anuales** de clientes del conjunto de sociedades comercializadoras.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) es la encargada de determinar el porcentaje que corresponde aportar a cada una de las empresas, tras el cambio normativo que se produjo después de las **sentencias del Tribunal Supremo** entre 2015 y 2016. Los fallos del Supremo obligaron a anular el anterior sistema de financiación del bono social eléctrico, según el cual debía ser asumido sólo por una parte de las empresas del mercado eléctrico.

El bono social eléctrico reconoce el derecho de determinados colectivos, (pensionistas, personas con discapacidad, perceptores de rentas mínimas o familias numerosas, entre otros) a ser **beneficiarios de descuentos del 25% o 40%** en su factura mensual de electricidad. En el caso de los consumidores en riesgo de exclusión social, se subvenciona el 100% de su recibo.



A CARGO DE TODAS LAS COMERCIALIZADORAS

La normativa del bono social establece que su financiación **corre a cargo de todas las comercializadoras eléctricas**, por lo que la CNMC calcula el porcentaje asignado a las distintas compañías, que superan ampliamente las 250 sociedades.

En octubre de 2018, el Gobierno aprobó el real decreto de **medidas urgentes para la transición energética** y la protección de los consumidores, que ampliaba las coberturas del actual bono social eléctrico, incluyendo a las familias monoparentales y recogiendo la prohibición de cortar el suministro en los hogares acogidos al bono social donde viva al menos un menor de 16 años.

El real decreto-ley hacía extensiva esta medida de **prohibir el corte de luz**, considerado un suministro esencial, también para los hogares donde resida al menos una persona con un nivel de discapacidad del 33% o superior. De igual modo, se aplicaría cuando viva en la vivienda al menos una persona en situación de dependencia en grado II y III.

La CNMC aprueba la discriminación horaria en los peajes, aunque aún no entrará en vigor

instaladores20.com
29/01/2020

La **CNMC** ha aprobado la **Circular por la que establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución**, una de cuyas principales novedades es que **introduce la discriminación horaria en todos los peajes, en línea con la normativa europea**. Además, **se revisan y simplifican los periodos horarios**, con el objetivo de facilitar la transmisión de precios a los consumidores e inducir comportamientos eficientes. También **se simplifica la estructura de peajes de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW** (es decir, los consumidores domésticos y las pymes). En concreto, se establece un único peaje para ellos y se diferencian tres periodos de consumo (punta, llano y valle). Igualmente **se introduce un peaje para puntos de suministro dedicados en exclusividad a la recarga de vehículos eléctricos de acceso público y más económico**.

Los actuales peajes de acceso constan de dos componentes: **peajes** (destinados a cubrir los costes de las redes) y **cargos** (destinados a cubrir el resto de componentes de coste, tales como renovables, sistemas no peninsulares y anualidades del déficit). Estos precios son de aplicación a todos los consumidores independientemente de que se encuentren en mercado libre o mercado regulado. No obstante y de acuerdo con la **Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector eléctrico**, los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución se determinarán conforme a la metodología que establezca la CNMC, mientras que **los cargos se determinarán conforme a la metodología que establezca el Gobierno**.



Lo ahora aprobado **es la parte que corresponde exclusivamente a los peajes**, que corresponde a Competencia, pero la metodología por la que se establecen los cargos, dependiente del Gobierno, está aún pendiente y mientras no se culmine, seguirán vigentes los peajes actuales. Comoquiera que además el propio Ejecutivo prorrogó estos últimos el pasado diciembre, no es previsible que la entrada en vigor de los nuevos peajes se produzca a lo largo del año. La propia CNMC añade en su Circular que “en tanto no se disponga de ambas metodologías, serán de aplicación los peajes vigentes, según se establece en **la Orden TEC/1258/2019**”.

La metodología establecida consiste en la definición de una estructura de peajes de acceso a las redes de transporte y de distribución. Así como unas reglas explícitas para asignar la retribución de las actividades de transporte y de la distribución de forma objetiva, transparente, no discriminatoria y siguiendo criterios de eficiencia en el uso de las redes.

Esto significa que cada peaje se calcula en función de los factores que inducen el coste de las redes de transporte y distribución y, en particular, de la demanda de diseño de cada nivel de tensión. Asimismo, se tiene en cuenta el uso que hacen de las mismas los distintos grupos tarifarios para su suministro.

El detalle de los diferentes periodos de discriminación horaria está disponible en la [esta dirección del Blog de la CNMC](#).

Siemens Gamesa se desploma el 10% tras provisionar 150 millones por retrasos en proyectos

LA EMPRESA PIERDE 136 MILLONES EN EL PRIMER TRIMESTRE Y REBAJA PREVISIONES PARA 2020

cincodias.elpais.com
30/01/2020

Otra alerta sobre beneficios está hundiendo a Siemens Gamesa en Bolsa. El fabricante de aerogeneradores baja un 10,8% en los primeros compases de la sesión de hoy después de anunciar anoche una pérdida de 174 millones de euros en el primer trimestre ejercicio 2020, frente a los beneficios de 18 millones del año pasado. La empresa ha presentado también pérdidas a nivel operativo, por 136 millones de euros, y una caída del 12% en las ventas, hasta los 2.000 millones. Las cifras están muy por debajo de lo previsto: según Bloomberg los analistas esperaban un beneficio operativo de 118 millones y unas ventas de 2.230 millones.



Las cuentas se han visto muy afectadas por un cargo extraordinario por gastos no previstos en cinco proyectos de energía eólica terrestre (principalmente en Noruega). Según ha explicado la compañía, esto ha estado motivado por el mal estado de las rutas y la llegada anticipada de tiempo invernal "que han retrasado sustancialmente la ejecución de los proyectos e impactado negativamente en la ventana de instalación".

"El impacto, únicamente atribuible a las actividades *onshore*, ha situado los resultados preliminares de Siemens Gamesa del primer trimestre del ejercicio 2020 por debajo de las expectativas de mercado. El desempeño de la actividad en *offshore* y servicios está en línea con las expectativas de la compañía", ha informado a la CNMV.

A causa de estos extraordinarios, la compañía ha revisado a la baja las previsiones de beneficio para 2020. Ahora su margen sobre Ebit prevé que sea de entre el 4,5% y el 6%, por debajo de las guías previamente comunicadas (5,5%-7%) al mercado. La empresa ya había rebajado estas previsiones el 5 de noviembre, día en que se hundió un 9%.

La de hoy es, en caso de concretarse, la mayor caída de la empresa desde julio del año pasado, cuando se hundió un 17% al publicar unas cifras peores de lo previsto. Pese a todo, la acción había recuperado en los últimos meses el terreno perdido desde entonces. La acción está, en todo caso, un 25% por debajo de los máximos marcados en 2017, antes de que a finales de julio de ese año lanzara una alerta sobre beneficios que se llevó el 17% del valor en un día y casi el 50% en los meses siguientes.

La compañía ha anticipado que ya está implementando acciones para remediar la trayectoria de ejecución de la cartera de proyectos en el norte de Europa y no prevé que se materialicen impactos adicionales en futuros trimestres.

Siemens Gamesa también ha señalado que la evolución del balance ha sido igualmente sólida. De este modo, excluyendo el impacto contable de la introducción por primera vez de NIIF 16, la posición neta de caja de la compañía ha aumentado en cerca de 600 millones de euros en los últimos doce meses, alcanzado una posición neta de caja de 175 millones de euros al final del primer trimestre.

Respecto a la previsión de ventas para el ejercicio 2020 (10.200-10.600 millones de euros de ingresos), Siemens Gamesa confirma que la cartera de pedidos cubre un 98% de la parte media de la guía, ocho puntos porcentuales más que a 5 de noviembre de 2019. La empresa espera, así, un año de transición en términos de rentabilidad, pero asegurando crecimiento en ingresos.

El *profit warning* llega en plena tormenta accionarial, puesto que los dos mayores accionistas de la empresa, Siemens e Iberdrola, están **inmersos en varias batallas judiciales** en las que dirimen la capacidad del consejo (en el que está Iberdrola) para recibir información sobre contratos con otras empresas (algunas, competidoras de Iberdrola).

En el último juicio, no obstante, ambas partes pactaron un aplazamiento, lo que acercó la posibilidad de un acuerdo. La opción de que Siemens compre la parte de Gamesa **ha sonado en varias ocasiones**, especialmente después de que la alemana decidiera sacar a Bolsa la división de energía donde está englobada la española.

Nos importan las PERSONAS,

Igualdad, Solidaridad, Conciliación, Salud, Pensiones

Creemos en la NEGOCIACIÓN,

Ideas, Propuestas, Alternativas, Soluciones, Garantías

Trabajamos por un FUTURO mejor.

Empleo, Trabajo, Seguridad, Formación, Desarrollo

