



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

España cierra el año con un 10% más de potencia renovable instalada

Dentro de este crecimiento, la gran protagonista es la fotovoltaica

24/12/2019 Energy News



La potencia renovable instalada en España ha experimentado un crecimiento del 10% durante 2019. La entrada en funcionamiento de casi 5.000 nuevos megavatios renovable hace posible a día de hoy que el 49,3% de la capacidad de generación española sea renovable, con más de 108.000 MW en su haber.

Cada año, el parque de generación eléctrica en España es más renovable. **Nuestro país cerrará 2019 con un 10% más de potencia renovable instalada**, haciendo un total de 108.000 MW.

Dentro de este crecimiento, la gran protagonista es la fotovoltaica. **Esta tecnología ha aumentado su presencia en un 66% respecto a 2018**, con más de 7.800 MW de potencia instalada.

La eólica, **por su parte, ha sumado 1.6000 nuevos MW y acabará 2019 con 25.200 MW** funcionando dentro de nuestro territorio. Además, este año también será recordado por la entrada en funcionamiento del primer generador offshore de España, en la Isla de Gran Canaria.

2019 también marca el cierre de la central de carbón de Anllares, en León, con la que **España se ha desprendido de 374 MW de potencia instalada** de generación contaminante.

La energía que más ha aportado al mix energético este año ha sido el ciclo combinado, con un 21,9% del total, seguida de la nuclear (21,2 %), la eólica (20,6 %), la cogeneración (11,4 %) y la hidráulica (9 %). El carbón, con el 5%, es la tecnología que menos ha aportado.

Demanda de energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica en España durante este ejercicio **ha sido de 264.843 GWh, un 1,5 % inferior a la del 2018**. Al corregir los efectos de laboralidad y las temperaturas, el descenso es del 2,5% respecto a 2018.

Por sistemas eléctricos, la demanda peninsular fue de 249.398 GWh, un 1,6% menos que en el 2018. Una vez aplicados los efectos del calendario y la meteorología, esta demanda disminuye un 2,7 %. Por su parte, la demanda eléctrica de Baleares y de Canarias experimentó incrementos del 1,8 % y 0,2 % respecto al año anterior.

Tecnologías no emisoras y ocaso del carbón

Durante este año, se han producido en España 261.020 GWh de electricidad, **de los que el 36,8% procede de fuentes renovables y el 58,6% de tecnologías no emisoras de CO2**.

La energía que más ha aportado al mix energético este año ha sido el ciclo combinado, con un 21,9% del total, seguida de la nuclear (21,2 %), la eólica (20,6 %), la cogeneración (11,4 %) y la hidráulica (9 %). El carbón, con el 5%, es la tecnología que menos ha aportado, con un descenso en la producción en la península del 68,2%. Además, **el carbón estuvo ausente en la generación eléctrica de la península el día 14 de diciembre**.

Un año energético muy circular

Los controvertidos recortes de la CNMC a las redes de gas y luz permitirán una bajada de peajes. Pero no en 2020.

Cinco Días 27/12/2019

El que ahora termina ha sido un año convulso para el sector energético, más concretamente, para los negocios regulados del gas y la electricidad o redes. Con un Gobierno en funciones desde la pasada primavera las empresas despertaron bruscamente de su letargo, propio de estos periodos transitorios, cuando en el mes de julio la CNMC sacó a la luz sus propuestas de circulares, una figura normativa de rango inferior a la orden ministerial con la que el organismo regulador aplicaba por primera vez la potestad legislativa que le otorga la Unión Europea. Entre las circulares, se encontraban las muy polémicas fórmulas

de retribución de las redes que encerraban fuertes recortes en los nuevos periodos regulatorios de seis años, muy especialmente para las de gas natural y, en menor medida, las de la electricidad



Torres de alta tensión.

De las 14 circulares que la CNMC debía aprobar este año, según el RDL de enero con la que el Gobierno aplicaba el derecho comunitario sobre reguladores independientes, el organismo ya ha publicado en el BOE las ocho menos polémicas, entre ellas, la de la retribución de las redes de transporte y distribución eléctricas, que regirán desde el 1 de enero, y las del transporte de gas, a aplicar a partir de 2021. En este último caso con una importante rebaja respecto al tajo inicialmente propuesto: del 18% al 10% en promedio anual, lo que afecta mayoritariamente a Enagás.

Siguen en trámite las normas más duras de roer: las relativas a las metodologías de los peajes de la luz y del gas, respectivamente, y las de acceso y conexión a las redes eléctricas (una circular clave en medio del nuevo boom de las renovables). Un caso extremo es el de la propuesta de retribución de las redes de distribución de gas, que la CNMC ha tirado a la papelera para volver a la casilla de salida con un nuevo texto que ha sometido audiencia pública. Aunque en el organismo hubo consenso para rebajar el recorte calculado por los servicios técnicos a la mitad, al igual que en las redes de transporte, en aras de una mayor seguridad jurídica ha preferido proponer una nueva metodología. Nadie parece poner en duda la sobrerretribución que han recibido en los últimos años las redes de distribución, el ajuste previsto ponía en peligro la supervivencia de algunas de las distribuidoras medianas.

Así la situación, ante la falta de las nuevas metodologías de peajes que servirán para asignar los costes del sistema a los distintos tipos de consumidores, el Ministerio para la Transición Ecológica ha optado por prorrogar, por primera vez, y sine die estas tarifas de acceso que se revisan cada mes de enero. Aunque con la fórmula vigente podría haber elaborado los peajes de las redes de gas, cuyo periodo regulatorio no caduca hasta enero de 2021 (el de la luz termina en 2020), ambas requieren también una metodología para los llamados cargos, que son los que financian los costes ajenos a las actividades reguladas (por

ejemplo, los incentivos a las renovables, la amortización de la deuda eléctrica o el sobrecoste de las islas). Esta metodología no corresponde a la CNMC, sino a Transición Ecológica, que lleva muy retrasada su propuesta.

Por tanto, el organismo regulador, la mitad de cuyos consejeros (cinco) tiene caducado su mandato, tiene seis asignaturas pendientes: las cuatro circulares antes citadas y dos poco polémicas (la retribución del gestor del sistema del gas y la de balance de gas, que podrían aprobarse en breve ya que el día 23 se recibió el dictamen del Consejo de Estado). Por su parte, del primer grupo, el consejo de la CNMC solo se ha remitido al Consejo de Estado la de metodología de peajes del gas.

Queda por ver el destino de los 950 millones de superávit eléctrico que ningún Gobierno ha querido devolver al usuario

Así la situación, los consumidores pagarán en 2020 (quizás todo el año) las mismas tarifas que han pagado en 2019. Los nuevos peajes que el Gobierno (sea cual sea) elabore el próximo año se calcularán ya conforme a las nuevas fórmulas de la CNMC. En las de la electricidad, la propuesta del organismo supone un cambio radical, con más de una potencia al día y varios periodos horarios, que permitirá a los usuarios contratar según sus hábitos de consumo. Además de unos peajes congelados de facto, estos se seguirán beneficiando de los bajos precios del mercado mayorista (pool), de la mano del derrumbe de las cotizaciones internacionales del gas, la desaparición de la generación con carbón y la cada vez mayor producción con renovables.

Futuro abierto

Con todas estas medidas en el aire, lo que ocurra con el sistema eléctrico en 2020 es un misterio. Según las previsiones de la CNMC, el ejercicio podría terminar con un balance equilibrado, si bien, todo va a depender si en los próximos peajes se les paga a las distribuidoras las inversiones no reconocidas de los años 2017, 2018 y 2019 que ascienden a unos 300 millones de euros. Por contra, estas recibirán medio punto menos de retribución desde el 1 de enero, según la circular correspondiente ya aprobada. En general, las medidas de la CNMC servirán para reducir los costes del sistema, al recortar en mayor medida la retribución de las distintas redes.

La deuda eléctrica se ha ido reduciendo hasta los 18.000 millones de euros y aunque aún queda un superávit de 950 millones de euros en una cuenta que gestiona la CNMC, ningún Gobierno ha querido amortizar deuda, único fin que la ley permite a los excedentes del sistema, y ha preferido mantenerlo como un colchón para imprevistos que, de no existir, pudiese obligar a subir los peajes. Según fuentes del sector, no se descarta que en los dos próximos años esta cantidad se acabe gastando en posibles desfases del sistema o en el pago de alguna indemnización judicial que afecte al sector eléctrico, tal como permite excepcionalmente la Ley de Presupuestos.

Además de las controvertidas circulares, 2019 ha sido un año marcado por los avances en la lucha contra el cambio climático y la apuesta radical de las grandes empresas eléctricas por las energías renovables y la movilidad. Todas ellas han dado carpetazo a la generación con carbón, al solicitar el cierre de unas plantas, que han dejado de competir en el mercado tras el fuerte incremento de los precios de los derechos de emisión de CO₂, y recoger en sus cuentas el correspondiente deterioro contable de unos activos sin futuro, muy especialmente, Endesa.

En el nuevo año se podría despejar la regulación de las tan demandadas conexiones a las redes por parte de un efervescente sector de renovables. También las de aquellos puntos que se liberarán en los emplazamientos de las centrales de carbón y las nucleares que irán cerrando.

El gas duplica su peso en la generación de electricidad durante 2019 y se consolida como respaldo de las renovables



Economiadehoy.com 28/12/2019

En diciembre, por primera vez en 2019, las tecnologías renovables producen más de la mitad de la electricidad en España.

El mercado diario de electricidad español va a cerrar 2019 en torno a 47,8 €/MWh, un 16,5% más barato que en 2018. Esta cifra está “por debajo de lo esperado, dado que no se han producido cambios significativos en el mix de generación, salvo el protagonismo puntual que ha logrado ocasionalmente la eólica”, explican los analistas de [Grupo ASE](#). De hecho, remarcan que “los mercados de futuros han mantenido a lo largo de todo el año una expectativa más elevada de precios en relación al mercado diario, hasta hace apenas unas semanas”. Lo que ha cambiado en el último año es el precio del gas, que prácticamente se ha reducido a la mitad.

Los bajos precios del gas en los mercados europeos se han trasladado al mercado eléctrico. El gas, la materia prima que utilizan las centrales de ciclo combinado, ha visto reducida su cotización prácticamente a la mitad, alrededor del 45-50%, en 2019. Y se prevé que se mantenga en niveles similares en 2020, por las circunstancias que afectan tanto a su demanda como a su oferta.

Las renovables crecen, pero precisan respaldo

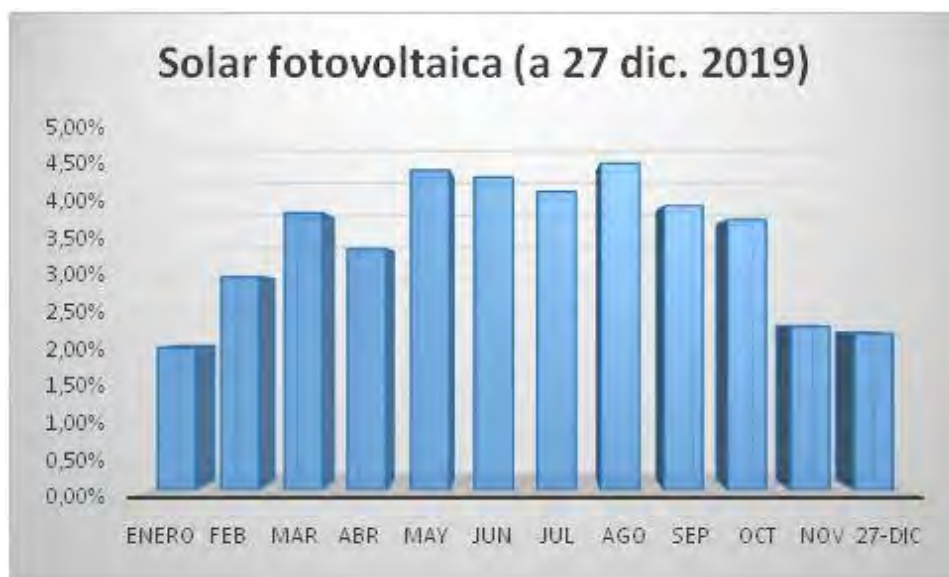
En 2019 las fuentes de generación renovable han aumentado su presencia en cuanto a su potencia instalada un 10%. Paralelamente, su aportación en producción al mix de generación eléctrica ha crecido un 9,6%. Pero, debido a la irregularidad asociada a su funcionamiento y a las menores horas de producción frente a las energías convencionales, requieren de una tecnología de respaldo.

Diciembre ha sido el primer y único mes de 2019 en el que las renovables han generado más de la mitad de la energía. La aportación extraordinaria de eólica (26,9%) e hidráulica (22,6%) a raíz de la cadena de borrascas ha reducido la presencia del gas en el mix al 12,9%.

Pero a lo largo de 2019, el gas ha tenido un peso muy importante en el mix. La energía nuclear, la más constante, ocupa la primera plaza, con un 20,9% del total. Muy cerca, los ciclos combinados (gas), con un 19,8%, han crecido un 97%. En tercer lugar, la eólica con un 19,2% del total. A más distancia, la cogeneración (gas) ocupa el cuarto lugar, con el 12% del mix y la hidráulica es la quinta, con el 10,5%.



La solar fotovoltaica ha sido la tecnología renovable que más ha incrementado su potencia instalada en 2019, un 66%. Su producción eléctrica ha crecido también, un 48,4%. Sin embargo, su presencia aún es muy baja. Como muestra la siguiente gráfica, su periodo más productivo fue de mayo a septiembre. El pico lo marcó en agosto alcanzando apenas un 4,6% del mix.

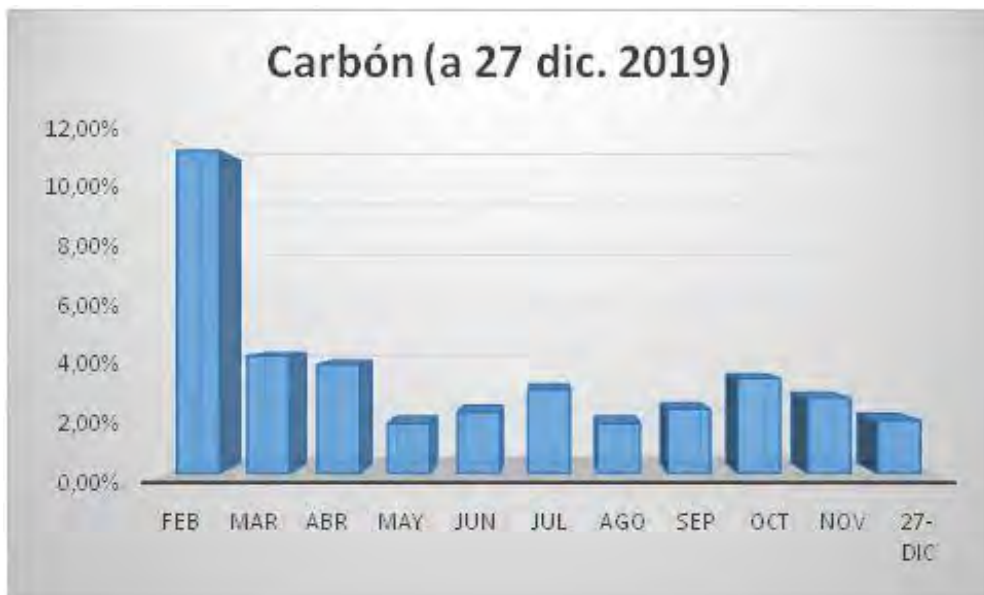


En la siguiente gráfica se aprecia cómo la eólica registró sus meses más bajos en verano, de junio (16,4% del mix) a agosto (12,8% del mix), muy por debajo de su mes más productivo: noviembre (34,2% del mix):



Al depender de la meteorología, las tecnologías renovables requieren fuentes de respaldo para garantizar el funcionamiento del sistema en respuesta a la demanda. Y ese papel lo ejercen en España las centrales térmicas (carbón) y de ciclo combinado (gas), por su agilidad para acoplarse al sistema. Sin embargo, su peso se ha invertido en los últimos tiempos: el gas ha ocupado el espacio dejado por el carbón.

El carbón, por el encarecimiento de las emisiones de CO2, prácticamente ha desaparecido del mix energético: menos de un 5% anual, su aportación más baja desde que hay registros. Su tendencia a la desaparición del mix se observa en la siguiente gráfica:



La siguiente gráfica refleja cómo, en paralelo al retroceso del carbón, el gas incrementa su presencia. Los ciclos combinados elevaron su producción de junio a octubre. Tanto en julio como en agosto superaron el 30% del mix. En esos meses descendió la producción hidráulica y eólica y aunque subió la solar fotovoltaica, apenas tuvo impacto en el mix (4,6%).



El gas respalda el sistema y marca el precio de la luz

En 2018 las fuentes de respaldo (carbón y gas) fueron las causantes de la fuerte elevación del precio de la luz. Se debió al efecto CO2: “a consecuencia de su impacto en los costes de producción de las tecnologías fósiles (carbón y gas)”, según los analistas de Grupo ASE.

Y es que por cada euro que se incrementaba el precio de la tonelada de CO2, las centrales térmicas de carbón experimentaban un sobrecoste de 0,9 €/MWh que se trasladaba a sus ofertas. Sin embargo, el impacto fue mucho menor en el gas (0,4 €/MWh). Por eso el carbón fue perdiendo peso en el mix, mientras el gas ganaba ese terreno.

En 2019 se ha confirmado esta tendencia: la aportación de carbón al mix ha sido la más baja desde que hay registros: menos de un 5% anual, con un retroceso del 68% en relación a 2018. Enfrente, el gas ha ocupado ese hueco y ha acaparado el 21,9% de la producción anual de electricidad. Prácticamente ha duplicado su aportación al mix en el último año (+ 99%).

A lo largo de este año el mercado de CO2 se ha mantenido en los niveles de 25 €/ton, pero el gas se ha abaratado. Esto ha permitido que los ciclos combinados, que ya han absorbido el hueco dejado por el carbón, competir con el resto de tecnologías y convertirse en la principal fuente de generación en 2019.

¿Por qué no se han cumplido las previsiones del mercado de futuros?

En 2018 el encarecimiento de la producción eléctrica de los ciclos combinados de gas se trasladaba al precio de la electricidad porque, como fuente de respaldo, su posición de entrada ‘natural’ en el mercado es la de ‘completar’ la hora. Y, por tanto, es habitual que el precio de su oferta cierre el precio. De esta forma, benefició al resto de tecnologías de generación, con menor coste de producción y, por tanto, mayor coste de oportunidad.

La negociación de contratos en el mercado de futuros contaba con el sostenimiento de esta tendencia que, de hecho, se ha mantenido a lo largo de casi todo el 2019. Lo que ha cambiado es el precio del gas, materia prima de los ciclos combinados.

“La oferta de Gas Natural Licuado (GNL) de Estados Unidos, extraído a través de ‘fracking’, ha inundado, literalmente, el mercado a lo largo de 2019. Y, además, esta circunstancia ha coincidido con una reducción de la demanda desde Asia”, exponen los analistas de Grupo ASE. Por eso los barcos en los que se transporta esta materia prima han desembarcado especialmente en Europa, hasta el punto de completar su elevada capacidad de almacenamiento, actualmente al 97%.

¿El gas va a continuar barato?

Todo apunta a que la demanda de gas será aún más débil en 2020, puesto que los almacenes europeos están llenos y ya no podrán absorber tanta producción desde el Atlántico y desde Asia. La demanda incluso podría caer. Corea del Sur y Japón, que son los principales importadores de Gas, van a diversificar su producción con nuevas plantas de generación nuclear y carbón. En China se han puesto en marcha 1.000 GWh potencia eficiente de carbón, por lo que tampoco se espera que crezca su demanda. Por tanto, resumen los analistas de Grupo ASE, “ese desequilibrio entre oferta, que todo indica que continuará siendo abundante durante 2020, y demanda, que se prevé débil, presionará el precio a la baja”.

Únicamente políticas dirigidas a descarbonizar la economía podrían desincentivar el uso de gas. Circunstancia que no se espera en su principal productor, Estados Unidos. Además, actualmente y mientras no mejore la capacidad de almacenamiento de electricidad, las centrales de ciclo combinado son la única tecnología capaz de responder con agilidad al sistema, ante la irregularidad en la producción de las fuentes renovables. Y su peso aún sería mayor si se apostara por la reducción de la energía nuclear. De hecho, apuntan los analistas de Grupo ASE, “varios informes aseguran que España deberá contar con más potencia de ciclos combinados para 2030. Cada megavatio de eólica deberá estar respaldado por 1 megavatio de ciclo combinado”.

Otros factores que han rebajado la factura

Los costes del sistema han bajado 1,5€/MWh. Es decir, están 21% por debajo del año pasado. Y, en este apartado, el coste de interrumpibilidad es el que más se ha reducido debido a la modificación de las condiciones de las subastas.

Una reducción de la demanda eléctrica. De acuerdo a Red Eléctrica Española la demanda ha descendido un 1,5% en 2019. También el índice ASE CTEI, en cuyo cálculo se tienen en cuenta el consumo eléctrico más de 400 medianas y pequeñas empresas, muestra un retroceso. Desde enero hasta octubre muestra un descenso acumulado del consumo del 1,04%.

También las condiciones meteorológicas, con temperaturas más suaves de lo habitual, que han reducido el consumo para calefacción. Y, paralelamente, más borrascas de lo habitual, que nos han dejado abundante viento y lluvias torrenciales que han obligado, con más frecuencia de lo corriente, a abrir las compuertas de los pantanos. Es decir, a incrementar la presencia de producción hidráulica a bajo coste.

Endesa solicita oficialmente el cierre de sus centrales de Almería y As Pontes

La eléctrica ya dotó en noviembre un deterioro contable de 1.300 millones por estos cierres y los de Compostilla y Teruel



José Bogas, consejero delegado, y Juan Sánchez-Calero, presidente. Pablo Monge

CINCO DIAS 27/12/2019

Endesa ha formalizado hoy ante el Ministerio de Transición Ecológica la solicitud de cierre de sus dos centrales de carbón importado: **As Pontes** (en La Coruña) y **Litoral**, en Carboneras (Almería). Según indica la compañía en un comunicado, "el incremento sustancial del precio de los derechos de CO₂ y una fuerte caída del precio del gas, ha provocado una importante falta de competitividad de estas plantas en la cobertura de la demanda de mercado y a que, por consiguiente, se haya acentuado su exclusión del mismo".

Endesa ya anunció en septiembre, a los mercados y a las autoridades institucionales y agentes sociales, su decisión de promover "la discontinuidad" de la actividad de estas centrales. Desde entonces, la compañía que dirige José Bogas, ha venido analizando alternativas de funcionamiento de las plantas mediante el empleo de biomasa, que, sin embargo, no han resultado satisfactorias, tanto desde un punto de vista técnico y medioambiental, como económico.

Aún con todo, la compañía "se reserva el derecho de desistimiento de esta petición, en su conjunto o parcialmente, en el supuesto de que, como consecuencia de las pruebas adicionales de combustión con distintas mezclas de combustible" en ambas centrales, que se realizarán en los próximos meses, pudieran variar los resultados y garantizar la viabilidad de las plantas.

Estas solicitudes se suman a las que cursó hace ahora un año para el cierre de sus centrales de carbón nacional, las de **Compostilla**, en Cubillos del Sil (León) y **Andorra** (Teruel), aunque entonces optó por mantener las de importación, en las que había realizado las inversiones medioambientales en desnitrificación (200 millones en Litoral y 170 millones en As Pontes), que exige la UE para poder seguir funcionando a partir de junio de 2020.

Por todo ello, en septiembre, el consejo de Endesa registró un deterioro contable de activos por 1.300 millones de euros (el valor de las cuatro grandes centrales), cuyo detalle se incluyó el 5 de noviembre en el informe de gestión consolidado del tercer trimestre. Una cantidad que incluía el importe estimado para la provisión del desmantelamiento de estas instalaciones.

Antes de presentar la nueva solicitud de cierre, la compañía ha informado a los representantes del ministerio, a las autoridades autonómicas de Andalucía y de Galicia y a las de los municipios en los que se hallan ubicadas las plantas. En paralelo, ha presentado para cada central un proyecto de actuaciones que atenúen el impacto por la disminución de actividad, el **Plan Futur-e**, similar al que aplica en Italia su matriz, Enel, para promover actividades económicas y generación de empleo en las zonas afectadas. Según Endesa, estas propuestas se hallan abiertas a incluir iniciativas viables que se puedan proponer. Hasta recibir el permiso de cierre, las plantas irán dando salida progresivamente al carbón que tienen almacenado.

Endesa se compromete a respetar el puesto de trabajo de todos los empleados: **174 en el caso de As Pontes y 113 en Carboneras**. En concreto, se abrirán procesos de recolocación y ya se han iniciado medidas formativas para mejorar la capacitación técnica de los empleados, que también se tendrán en cuenta para las labores de desmantelamiento.

En cuanto a las empresas auxiliares, Endesa señala que "priorizará la contratación de personas del entorno para acometer los trabajos de desmantelamiento de ambas plantas, así como en el desarrollo de las nuevas instalaciones renovables que se propone llevar a cabo". Para esas personas "están previstos programas adicionales de formación que se implantarán para la generación de empleo local".

Para el desmantelamiento de los cuatro grupos de As Pontes se estima una duración de unos cuatro años, más las tareas previas, que generarán en torno a 130 empleos directos con puntas de trabajo de hasta 200 personas. En los dos grupos de Carboneras, se prevén tres años, tras unos 18 meses de trabajos de preparación, que generarán 110 empleos directos con picos de trabajo de hasta 160 personas.

Asimismo, Endesa se propone desarrollar hasta **1.505 MW de nueva capacidad eólica en Galicia** entre 2020 y 2026, con 1.581 millones de inversión y una generación de más de 1.250 empleos de media anual durante los seis años de la fase de construcción y 125 para la de operación y mantenimiento durante los siguientes 25 años. De esta capacidad, ya está confirmada la conexión de 165 MW, con una inversión estimada de 173 millones de euros y una creación de 825 empleos directos en la construcción.

En la provincia de Almería prevé construir parques fotovoltaicos y eólicos con una potencia de más de **1.520 MW** y una inversión estimada superior a 1.200 millones de euros, que generarían unos 700 empleos directos en los seis años de la fase de construcción y 110 para la operación y el mantenimiento durante los siguientes 25 años.

La compañía, dentro de este Plan Futur-e, contempla también la búsqueda de alternativas empresariales a las instalaciones actuales. Mediante un concurso internacional de ideas y proyectos.

Mallorca avanza hacia la descarbonización con el cierre de los grupos más antiguos de Es Murterar

La central térmica, situada en Alcúdia, ha sido hasta ahora la que proveía buena parte de la energía a la isla de Mallorca

Energy News 31/12/2019

Mallorca ha dado un paso más hacia la descarbonización con el cierre de los grupos más antiguos de Es Murterar. La central térmica, situada en Alcúdia, ha sido hasta ahora la que proveía una parte importante de la energía a la isla de Mallorca.

El sistema eléctrico en Baleares empezó a cambiar cuando en 2012 empezó a recibir energía a través del cable procedente de la península. Hasta ese momento, la energía de Mallorca procedía de la térmica de Alcúdia.



Central térmica de Es Murterar, Alcúdia.

Entre las causas de esa dependencia, el coste del carbón. Además, Red Eléctrica, que elige el tipo de energía que proporciona, lo hace por cuestión de precio, calidad, seguridad y eficiencia. De modo que, durante mucho tiempo, el carbón ha sido primordial en la isla. Hasta tal punto que, de enero a noviembre de este 2019, casi un tercio de la energía producida en las islas provenía del carbón.

Sin embargo, la **Ley de Cambio Climático Balear**, aprobada en la pasada legislatura, ha hecho cambiar las circunstancias. Hasta el punto de que en febrero **Endesa** y el **Govern** firmaron un acuerdo para cerrar los grupos más contaminantes de Es Murterar.

El cierre es una reivindicación largo tiempo solicitada. Y, además, Es un paso importante hacia la descarbonización de Baleares. La intención es que en 2050 las islas se vean libres de combustibles fósiles.

Descarbonización

El consumo de energía procedente del carbón en Baleares es todavía mayoritario. No obstante, en los últimos 20 años se ha reducido en torno a un 40 %. **En 2019 ha supuesto el 32,8 % de la producción eléctrica de las Islas, frente al 52,74 % del año 2010, según datos de Red Eléctrica.**

La energía que se consume en las Islas, en su gran mayoría se produce en las centrales propiedad de Endesa. Mientras, como decíamos, Red Eléctrica es la compañía encargada de su transporte.

Ahora Baleares da un paso importante con el cierre de los grupos más antiguos de la térmica de Es Murterar. Y su cierre no influirá en la factura de los consumidores.

El gas natural suplirá la energía

Según lo estipulado en la Ley de Cambio Climático balear, las islas deben conseguir un **gran crecimiento de la energía solar**. Sin embargo, aún no han entrado en funcionamiento los parques fotovoltaicos. **Por ello, las centrales de ciclos combinados de gas natural de Son Reus y Cas Tresorer producirán más energía.**

Las perspectivas, no obstante son muy buenas para las islas. Lo decíamos hace poco más de dos meses:

«Baleares dispone en la actualidad de 38 parques fotovoltaicos, de los que 35 están ubicados en Mallorca, 2 en Menorca y uno en Formentera, además de tener 20 parques más en estado actual de tramitación.

La puesta en marcha de estas 55 instalaciones tendrá una notable influencia en la aportación de la fotovoltaica al mix energético de Islas Baleares, pasando del 2,5% actual al 10% de renovables. En Menorca doblarán el 10% y llegarán a alcanzar el 20%».

Las autoridades baleares mandan un mensaje de tranquilidad a la ciudadanía, con respecto a la garantía de suministro eléctrico. Asimismo, han considerado el beneficio medioambiental del cierre de dos grupos de Es Murterar. Con ello, mejorará la calidad del aire y las islas tendrán menos dependencia de los combustibles fósiles.

Y además, los grupos tres y cuatro de Es Murterar funcionarán sólo 1.500 horas anuales. Después, pasarán a estar operativos hasta las 500 horas al año.

Está previsto que la térmica cierre totalmente cuando entre en funcionamiento el segundo cable que se instalará entre las Islas y la Península. Ya está incluido en la planificación estatal para el quinquenio 2020-2025 y puede ser una realidad en 2026 ó 2027.

Iberdrola concluye en un año la construcción de la mayor planta fotovoltaica de Europa

02/01/2020

Iberdrola ha concluido en un tiempo récord, tan solo un año, la construcción de Núñez de Balboa; un proyecto que acaba de obtener el permiso de puesta en marcha por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y para el que se han iniciado las pruebas de energización por parte de Red Eléctrica de España (REE). En base a estos procesos, las previsiones apuntan a que la planta entrará en operación en el primer trimestre de 2020.

Con la finalización de Núñez de Balboa - con una potencia instalada de 500



megavatios (MW) y una inversión cercana a los 300 millones de euros-, Iberdrola avanza en su plan de relanzamiento de energía verde en España, que prevé la instalación de 3.000 MW a 2022, en la que ha colocado a Extremadura en el centro de su estrategia.

Núñez de Balboa se extiende sobre una superficie de unas 1.000 hectáreas, entre los municipios pacenses de Usagre, Hinojosa del Valle y Bienvenida. La planta, promovida con la colaboración de Ecoenergías del Guadiana, es un proyecto renovable emblemático que ha batido récords:

- Se han instalado 1.430.000 paneles solares, 115 inversores y dos subestaciones, que han requerido la llegada a la obra de un total de 3.200 contenedores.
- Ha implicado a más de 1.200 trabajadores en periodos de puntas de trabajo; un 70% de ellos extremeños.
- Su construcción ha contribuido al desarrollo de la cadena de valor, con compras a una treintena de proveedores -muchos de ellos locales- por valor de 227 millones de euros.
- La planta generará energía limpia para abastecer las necesidades de 250.000 personas/año -población equivalente a Cáceres y Badajoz- y evitará la emisión a la atmósfera de 215.000 toneladas de CO₂ al año.
- Para su desarrollo, Iberdrola ha contado con financiación verde del Banco Europeo de Inversiones (BEI) y el Instituto de Crédito Oficial (ICO).



Sindicato *Independiente* de la Energía

UNIDOS

Somos más

FUERTES