www.sie.org.es | sie@sie.org.es | @SIE_Energia

Resumen de Prensa Sector Energético

Sindicato Independiente de la Energía

Nos importan las PERSONAS

Creemos en la NEGOCIACIÓN

Trabajamos para construir un FUTURO mejor

1.- Iberdrola cancela su gran fusión con PNM Resources en EEUU.

elperiodicodelaenergia.com, 2 de enero de 2024.

Se trata del proyecto Escuderos **de Grenergy con una capacidad de almacenamiento de 175 MWh para sus 200 MW solares.**

Avangrid, filial estadounidense de Iberdrola, ha comunicado este martes a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) la resolución de su contrato de fusión con PNM Resources por el incumplimiento de las condiciones previstas para el cierre de la operación.

A principios de enero de 2022, Iberdrola declaró su intención de hacerse con PNM Resources a través de su filial Avangrid extendiendo el vencimiento del contrato de fusión suscrito por ambas compañías para acelerar su crecimiento en el mercado de Estados Unidos.

En su momento, el regulador del Estado de Nuevo México tumbó la compra por parte de Iberdrola, a través de su filial Avangrid, de PNM Resources. El no a la operación fue unánime por parte de los cinco miembros de la comisión, que consideraron que los riesgos del acuerdo superan los beneficios prometidos a los contribuyentes estatales.

Así reza el comunicado de Avangrid. “Con el cierre de 2023 todavía no hay un momento claro para la resolución de la revisión judicial de la denegación de la fusión por parte del regulador de Nuevo México ni para ninguna acción regulatoria posterior. Avangrid rescindió el acuerdo de fusión porque no se recibieron todas las aprobaciones regulatorias finales antes del 31 de diciembre de 2023, la fecha de finalización según el acuerdo de fusión después de la cual Avangrid o PNM podrían rescindir el acuerdo de fusión si la fusión aún no se había consumado. En relación con la terminación del acuerdo de fusión, la carta compromiso, según la cual Iberdrola se comprometía a proporcionar o disponer de fondos en la medida necesaria para que Avangrid consumara la fusión, terminó automáticamente por sus términos”, explica la compañía.

Adiós a un gigante

De esta manera, el grupo presidido por Ignacio Sánchez Galán sufrió un revés en su gran operación en un mercado como el de Estados Unidos, que suponía un valor de empresa implícito de aproximadamente 8.300 millones de dólares (unos 7.007 millones de euros), considerando una deuda neta más ajustes de aproximadamente 4.000 millones de dólares (unos 3.377 millones de euros).

La adquisición iba a suponer la creación de una de las mayores compañías del sector norteamericano, con diez eléctricas reguladas en seis Estados (Nueva York, Connecticut, Maine, Massachusetts, Nuevo México y Texas) y el tercer operador de renovables del país, con una presencia total en 24 estados.

2.- El precio de la electricidad cierra 2023 en los 87 €/MWh, el más bajo en los últimos tres años y más barato que en Francia o Alemania.

elperiodicodelaenergia.com, 2 de enero de 2024.

l 'pool' alcanzó su máximo anual el martes 21 de febrero, 151,43 euros/MWh, mientras que su mínimo, 1,51 euros/MWh, llegó el sábado 4 de noviembre, con la borrasca 'Domingos'.

La electricidad en el mercado mayorista o 'pool', referencia para la tarifa regulada (PVPC), cerrará 2023 con un precio medio anual de 87,12 euros/megavatio hora (MWh), con lo que confirma su caída por debajo de los 100 euros por primera vez en tres años.

Según los resultados de la última subasta, publicados por el Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad (OMIE), el MWh se pagará este domingo, en plena Nochevieja, a 30,06 euros, registrando su nivel más alto entre las 19.00 y las 20.00, unos 101 euros, y el más bajo entre las 04.00 y las 06.00 horas, cuando estará a 0,00 euros.

Éste será el último precio de un 2023 en el que el 'pool', a pesar de encontrarse todavía lejos de los valores prepandemia, ha dado muestras de una creciente estabilización gracias a la cual se ha mantenido muy por debajo de los 210 euros del ejercicio anterior, cuando la invasión rusa de Ucrania, las altas temperaturas y la inflación marcaron un año convulso para los mercados energéticos.

La tensiones se han reducido ante unas perspectivas más halagüeñas en Europa tras sus últimos 'shocks' -la covid y la guerra en Ucrania-, y una mayor confianza en la seguridad de suministro de los Veintisiete, que en estos meses han vuelto a conciliar posturas para sacar adelante paquetes de medidas clave.

Diferencias con otros años

Los 87,12 euros/MWh de este año dejan al 'pool' en su media anual más baja desde los 33,94 euros de 2020, un ejercicio de difícil símil debido al impacto del coronavirus en el que la demanda bruta peninsular descendió un 5,1 %, la variación negativa más alta desde 1990 (inicio de la serie histórica), mayor incluso que la experimentada tras la crisis de 2008.

Asimismo, se encuentran por debajo de los 210,2 euros/MWh de 2022, y de los casi 112 euros/MWh de 2021.

Aun así, el MWh continúa sin descender a las cotas de años anteriores: 47,68 euros en 2019; 57,29 euros en 2018; 52,23 euros en 2017, y 39,66 euros en 2016.

El 'pool' alcanzó su máximo anual el martes 21 de febrero, 151,43 euros/MWh, mientras que su mínimo, 1,51 euros/MWh, llegó el sábado 4 de noviembre, con la borrasca 'Domingos'.

Bajó de diez euros en otras nueve ocasiones: 2 de noviembre, 4,42 euros; 1 de noviembre, 4,53 euros; 17 de enero, 4,58 euros; 5 de noviembre, 5,03 euros; 3 de noviembre, 5,76 euros; 1 de enero, 6,15 euros; 28 de octubre, 6,45 euros; 11 de noviembre, 8,73 euros, y 8 de enero, 9,02 euros.

Las menores oscilaciones de los mercados energéticos, resilientes al estallido de la guerra entre Israel y el grupo islamista Hamás, han mantenido la 'excepción ibérica' sin aplicar desde febrero.

El mecanismo, que echó a rodar en España y Portugal en la sesión del 14 de junio de 2022 tras el visto bueno de Bruselas, decaerá mañana tras haber procurado un ahorro de más de 5.000 millones de euros.

Comparativa con Europa

Si se compara el precio medio anual de la electricidad en el mercado mayorista nacional con el registrado en otros países del entorno, el MWh en España ha sido más barato, tal como recoge el histórico elaborado por EFE.

Así, la media en Alemania ha sido de unos 95 euros/MWh; en Francia, de 97 euros/MWh, mientras que en Italia, con un sistema altamente dependiente del gas, ha alcanzado los 127 euros/MWh.

Generación renovable

Se acaba, además, un año récord para las renovables, que han generado más de la mitad de toda la electricidad en España.

En el acumulado a 29 de diciembre, la eólica se consolida como primera tecnología del sistema eléctrico nacional, con un 23,5 % del total, por encima de la nuclear, en segunda posición con el 20,3 %.

Por su parte, la solar fotovoltaica ha producido el 14 % de la electricidad hasta ese mismo día, y se aproxima a los ciclos combinados, terceros con el 17,2 % del total.

Tras un 2022 en el que se erigieron como primera tecnología dada su capacidad de apoyo al sistema en episodios de alta demanda, como sucedió aquel agosto, el mes con la electricidad más cara de la historia (308 euros/MWh), los ciclos, que utilizan gas en el proceso de producción, retroceden este año un 33 %.

3.- Endesa, elegida marca Nº1 por los consumidores portugueses.

elperiodicodelaenergia.com, 2 de enero de 2024.

Los premios "Customer Choice" son un sistema de evaluación y clasificación de marcas basado en la satisfacción y aceptación que generan entre los consumidores.

Endesa ha sido elegida como la “Marca Nº1 preferida por el consumidor” en la 12ª edición de los premios “Escolha do Consumidor / Customer Choice”, lo que supone un gran reconocimiento otorgado por el consumidor portugués.

Los premios “Customer Choice” son un sistema de evaluación y clasificación de marcas basado en la satisfacción y aceptación que generan entre los consumidores, con el objetivo de determinar el grado de satisfacción y aceptabilidad de los consumidores en relación con un producto o servicio, ayudándoles a realizar una compra consciente.

La rigurosidad y objetividad de estos premios está avalada por el estudio técnico llevado a cabo por la organización independiente “Customer Choice”. Es el sistema de evaluación de marcas número uno en Portugal. Evalúa más de 900 marcas cada año, en más de 100 categorías de consumo.

La Directora de Residencial y Negocios de Endesa en Portugal, Inés Roque, afirma: “Estamos muy orgullosos de este galardón, porque significa el reconocimiento de los consumidores al servicio de Endesa

y al esfuerzo que estamos haciendo para poner siempre foco en la satisfacción del cliente. Cada vez más familias confían en nosotros como su proveedor de energía. Nos centramos diariamente en conocer a nuestros clientes y sus necesidades reales para ofrecerles las mejores soluciones. Este reconocimiento nos inspira a seguir creciendo cada día".

La primera entre las comercializadoras de energía

El galardón de "Escolha do Consumidor", tiene una alta notoriedad en Portugal (75% notoriedad espontánea) y valora más de 900 marcas en diferentes categorías. En la categoría de "Energías y Servicios para uso doméstico", se han presentado las principales comercializadoras resultando Endesa como la marca Nº1 en esta categoría.

Endesa ha consolidado su posición como segundo proveedor de electricidad en Portugal. En el mercado B2C (residencial y pequeño negocio) cuenta actualmente con más de 750.000 clientes en Portugal. En los dos últimos años, Endesa ha sido la comercializadora con mayor crecimiento en términos de clientes, gracias a su diferenciación en el mercado mediante el lanzamiento de tarifas innovadoras (como la tarifa Happy y la tarifa Aniversario).

4.- Repsol entra en la lista de operadores principales en el sector eléctrico.

elperiodicodelaenergia.com, 2 de enero de 2024.

Repsol entra en la lista como quinto operador principal en el sector, lista de la que sale Acciona con respecto al año pasado.

Repsol ha entrado en la lista de los cinco operadores principales en el sector eléctrico, elaborada de forma anual por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y que establece aquel operador de los mercados o sectores que ostente una de las cinco mayores cuotas del mercado o sector correspondiente.

Según la resolución publicada en el Boletín Oficial del Estado (BOE), Repsol entra en la lista como quinto operador principal en el sector, lista de la que sale Acciona con respecto al año pasado.

En julio la compañía dirigida por Josu Jon Imaz adquirió el 50,01% de la comercializadora CHC Energía, que ayudó a elevar la cartera de clientes de electricidad y gas hasta los dos millones. Con esta compra, adelantó en dos años la consecución del objetivo fijado por el Plan Estratégico 2021-2025 y se consolidó como el cuarto operador del mercado en España en número de clientes de electricidad.

En la lista de operadores principales en el sector eléctrico que publica anualmente el regulador se mantienen Endesa, Iberdrola, EDP y Naturgy.

En lo que respecta al sector del gas natural, los cinco operadores principales son Naturgy, Endesa, Repsol, Iberdrola, Axpo Iberia, que ocupa el hueco en la lista de Cepsa.

Mientras, en el sector de carburantes Repsol, Cepsa, BP España, Petronieves y Península Petroleum son los operadores principales; y Repsol, Cepsa, BP España, Disa y Naturgy en el sector de gases licuados del petróleo.

Operador principal

El artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000, establece que por operador principal se entenderá "aquel operador de los mercados o sectores que ostente una de las cinco mayores cuotas del mercado o sector correspondiente".

Esta norma establece a su vez, determinadas limitaciones para las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en el capital o en los derechos de voto de dos o más sociedades que tengan la condición de operador principal en un mismo mercado o sector, en una proporción igual o superior al 3% del total. Dicha limitación también aplica en caso de participación de un operador principal en otro operador principal en un mismo mercado o sector.

Principalmente, la normativa dispone que las personas físicas o jurídicas a las que se les imputen las limitaciones anteriores han de comunicar a la CNMC la sociedad (operador principal) respecto de la que se pretenda ejercer los derechos de voto y/o designar miembros del órgano de administración sin restricción alguna. Para actuar sin restricciones en más de un operador principal del mismo mercado, se ha de solicitar y obtener autorización previa otorgada por la CNMC, conforme a lo dispuesto en el RD-Ley 6/2000.

Asimismo, los operadores principales habrán de cumplir con las disposiciones normativas vinculadas a esta figura, como son, actualmente, las establecidas en materia de representación de instalaciones de producción en el mercado eléctrico y las relativas a la participación en mecanismos de mercado para la asignación de energía inframarginal gestionable y no emisora.

5.- 2023, el año con la electricidad más renovable que nunca.

energias-renovables.com, 2 de enero de 2024.

Y un 58 % más barata que la de 2022

Esto se debe al crecimiento del 16% de la generación renovable. Un parque renovable que ha producido más de la mitad de la electricidad anual: un 52,6% del mix y un crecimiento del 15,7%. La eólica ha liderado el mix eléctrico por tercer año consecutivo, con el 24,5% de la generación total, seguido por la nuclear con el 21,5%, según los datos de Grupo ASE. El precio diario del mercado mayorista (POOL) español de 2023 ha sido un 58,3% más bajo que en 2022 con una media de 87,43 €/MWh, y ha vuelto a ser el más bajo entre las grandes economías de la UE (Alemania, Francia, Italia, España) cuyo promedio ha sido de 101,82 €/MWh.

El precio diario del mercado mayorista (POOL) español de 2023 ha sido un 58,3% más bajo que en 2022 con una media de 87,43 €/MWh, y ha vuelto a ser el más bajo entre las grandes economías de la UE (Alemania, Francia, Italia, España) cuyo promedio ha sido de 101,82 €/MWh. Esto se debe al crecimiento del 16% de la generación renovable. Un parque renovable que ha producido más de la mitad de la electricidad anual: un 52,6% del mix y un crecimiento del 15,7%. La eólica ha liderado el mix eléctrico por tercer año consecutivo, con el 24,5% de la generación total, seguido por la nuclear con el 21,5%, según los datos de Grupo ASE.

En cuanto al último mes de 2023, diciembre cerró en 72,17 €/MWh, subiendo un 13,7% respecto a noviembre, pero es un 46,7% más barato que en diciembre del año pasado, cuando se situaba en 135,29 €/MWh. Los analistas de Grupo ASE señalan que el incremento del último mes obedece a un incremento de la demanda eléctrica y a una menor producción eólica y fotovoltaica. Por su parte, los precios de las emisiones de CO2 han mantenido una tendencia a la baja a lo largo de 2023, que se aceleró en la primera quincena de diciembre, hasta tocar su mínimo anual en 66 €/t.

6.- El Gobierno alerta sobre una potencial burbuja en el acceso de los grandes consumidores a la red eléctrica.

elperiodico.com, 2 de enero de 2024.

Da luz verde a una nueva regulación que prime la madurez de los proyectos y su contribución a la descarbonización en los concursos de acceso.
Las eléctricas urgen al Gobierno a aumentar el límite de inversión a las redes ante el aluvión renovable.
El Gobierno blinda por ley el uso del agua para almacenar energía.

Entre los años 2018 y 2020 la generación de energía renovable vivió un crecimiento imparable con peticiones para engancharse a la red eléctrica que multiplicaban por siete el objetivo a 2030. Muchas de ellas no tenían otra finalidad que conseguir el permiso de acceso a la red para venderlo más adelante, más caro. Ese acaparamiento especulativo de licencias sobrevuela de nuevo al sector, pero en el otro extremo de la red: la demanda, con un "crecimiento extraordinariamente rápido" de las peticiones de acceso que ha alertado al Gobierno, según se desprende del octavo paquete de medidas 'anticrisis'.

Una torre de transporte de energía perteneciente a red eléctrica, con la ciudad de Bilbao al fondo

La sospecha del Ejecutivo está fundamentada en las "cifras" facilitadas por los gestores de las redes de transporte y distribución –esto es, Red Eléctrica y las grandes compañías (Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP) al Ministerio para la Transición Ecológica, aunque ni este ni Red Eléctrica (empresa controlada por el Estado, que posee el 20% de su capital a través de SEPI) ha querido facilitar esos números tras la petición de este medio. Esos datos darían cuenta de un "fuerte aumento de las peticiones de acceso a las redes para conectar nuevos consumos" a lo largo de los "últimos meses"; pero, mientras los proyectos que hay detrás de esas solicitudes en algunos casos "comienzan a desarrollarse rápidamente", "en otros no".

España cuenta con 45.087 kilómetros de cables eléctricos, que son los encargados de llevar esta energía desde la producción hasta el consumo. Hasta ahora, su planificación se realizaba a partir de las necesidades de generación y la estimación sobre la instalación de nuevas renovables o de las necesidades de consumo trasladadas por las compañías a partir de los hábitos de sus consumidores. Pero en los últimos meses se ha abierto un nuevo paradigma: el de los grandes consumidores, que quieren conectarse a la red bien por la electrificación del consumo de industrias que ahora utilizan otras fuentes de energía (por ejemplo, la química) o bien por tratarse de nuevos consumidores.

Tres tipos de consumidores

Los temores del Gobierno sobre posible especulación se dirigen hacia estos últimos, pues el crecimiento al que hace referencia se produce fundamentalmente a partir de tres tipos de consumidores que apenas tienen incidencia en el consumo actual: las instalaciones de producción de hidrógeno, centros de procesamiento de datos e instalaciones de almacenamiento.

"Este eventual acaparamiento de permisos de acceso a la red para grandes consumos, unido a que los permisos de acceso de consumo no tienen una caducidad claramente definida aconsejan tomar medidas

que permitan evitar el acaparamiento especulativo de los mismos por proyectos que no tienen una clara visibilidad para su desarrollo", justifica el Ejecutivo.

La nueva regulación

En este punto, el Gobierno ha decidido poner en marcha una nueva regulación que establece que, en casos en que exista competencia por el acceso para demanda en un determinado nudo de la red de transporte, su adjudicación se realice "mediante un procedimiento de concurso" en el que se tenga en cuenta "criterios de madurez de los proyectos, volumen de inversiones asociadas y contribución a la descarbonización de la demanda energética, entre otros".

Con el mismo fin y un carácter más general, introduce otras dos medidas. Por una parte, el establecimiento de garantías para los proyectos que se conecten a las redes de tensión igual o superior a 36 kilovatios (kV), es decir los grandes proyectos de consumo tendrán que entregar un dinero que, si no cumplen sus planes, no les será devuelto. Y, por otra parte, se establece la caducidad de los permisos de acceso y conexión si en el plazo de 5 años desde su obtención no se realiza un contrato técnico de acceso por una potencia equivalente de, al menos, el 50 % de la capacidad de acceso del permiso.

Nuevo pinchazo

En el caso de los permisos ya otorgados, el Gobierno establece un periodo transitorio para constituir las garantías necesarias y los plazos de caducidad comenzarán a computar desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley, este viernes.

De esta forma, trata de frenar una situación parecida a la vivida hace cuatro años en la generación renovable. Entonces, el Ministerio para la Transición Ecológica desarrolló una norma que establecía un tiempo máximo a los promotores desde que pedían el acceso y conexión a la red hasta que lo ponían en marcha que ascendía a un máximo de cinco años, aunque el decreto 'anticrisis' ha ampliado este periodo a un máximo de ocho años ante los cuellos de botella generados en la administración.

7.- Naturgy lidera la primera subasta para baterías en parques fotovoltaicos.

cincodias.elpais.com, 30 de diciembre de 2023.

La energética recibe 36 millones de fondos europeos, el 24% del volumen de almacenamiento adjudicado por el IDAE. Más de una decena de empresas resultan adjudicatarias.

La primera subasta organizada por el Instituto de Ahorro y Diversificación de la Energía (IDAE) para la adjudicación de ayudas destinadas al almacenamiento de energía con baterías en parques fotovoltaicos (y en menor medida, eólicos) la ha encabezado Naturgy, con el mayor volumen de capacidad adjudicada. Según la resolución definitiva publicada por el IDAE, han sido admitidos 36 proyectos de más de una decena de empresas que se conectarán a instalaciones de renovables, mayormente fotovoltaicas.

Las ayudas, hasta un total 150 millones de euros, están "destinadas a proyectos innovadores de almacenamiento energético hibridado con renovables" corresponden a fondos NextGenEU y están incluidos en el Perte-ERHA de energías renovables, hidrógeno y almacenamiento.

La resolución definitiva del concurso del IDAE admite los 10 proyectos presentados por Naturgy a la convocatoria de ayudas, con una capacidad conjunta de almacenamiento de 452 MWh y una potencia de

212 MW. Estos proyectos, de los cuales 148 MW estarán operativos en 2025, recibirán ayudas por valor de 36 millones de euros, equivalentes al 24% de la convocatoria total de financiación.

Planta fotovoltaica Picón, en Ciudad Real, de Naturgy.

Los proyectos de almacenamiento hibridados de Naturgy con energía solar tendrán una potencia de 21 MW cada uno, y se ubicarán en las plantas de Carpio, en la provincia de Toledo; Picón I, II y III, y La Nava, en Ciudad Real; y Tabernas I y II, en Almería; El Encinar I, Los Naipes y Los Naipes II en Badajoz.

Además de estos proyectos en la Península, la compañía tiene un plan de despliegue de almacenamiento en las Islas Canarias, con 17 MWh de capacidad en dos proyectos: El Escobar y Piletas. Estos resultaron también adjudicatarios de ayudas en la primera convocatoria de ayudas para instalaciones de generación eléctrica a partir de fuentes renovables en Canarias, con 5,1 millones de euros el pasado 17 de noviembre.

Estos sistemas de baterías, señala la compañía, permiten almacenar energía renovable para suministrarla cuando sea necesario en momentos de escasa producción, flexibilizando la producción de energía renovable, evitando que se produzcan vertidos en horas de elevada producción y baja demanda y garantizando su integración en el sistema eléctrico.

En la lista de compañías adjudicatarias figura también Iberdrola que, aunque su montante es de 41 millones de euros, ha superado el 25% del total de las ayudas que permitía la convocatoria, por lo que debe ser revisado. Asimismo, figuran Q Energy, Greneregy, Fotowatio, Acciona, Alerion Clean Power, EDP, Capital Energy, Enerfin y Statkraft. En total, 36 iniciativas con una potencia de 995 MW y una capacidad de almacenamiento de algo más de 2.000 MWh. Las baterías en parques solares permitirán almacenar energía y evitar un descenso brusco de la producción que encarece los precios del mercado.

Inversiones de 570 millones

Según informó este jueves en una nota de prensa el Ministerio para la Transición Ecológica, en total, se movilizarán inversiones por unos 570 millones de euros. Los proyectos suman 994 MW de potencia y ayudarán a cumplir los objetivos del PNIEC.

Según el departamento que dirige Teresa Ribera, el interés del sector eléctrico por el almacenamiento ha sobrepasado el presupuesto disponible en la primera subasta de ayudas para el almacenamiento de energía de instalaciones de renovables (fotovoltaica y eólica) organizada por el IDAE. A la convocatoria han concurrido 266 expedientes cuyas solicitudes de subvenciones multiplicaban por siete el monto disponible. Los 36 proyectos adjudicatarios se localizan en 27 municipios de nueve comunidades autónomas. De ellos, 27 están en áreas de reto demográfico y/o transición justa.

8.- El trasvase de clientes eléctricos del mercado regulado al libre se desploma con la normalización de precios.

europapress.es, 1 de enero de 2024.

El cambio de clientes del mercado regulado al libre en el sector eléctrico se ha desplomado en 2023, después de que en los últimos dos años se disparara al ser la tarifa regulada -el denominado PVPC- la que más sufrió las oscilaciones en el precio de la electricidad, al estar ligada directamente a la cotización del mercado mayorista (‘pool’).

En concreto, entre enero y septiembre se ha registrado un fuerte descenso en los cambios del mercado regulado al libre, pasando de los más de 1,758 millones de clientes en 2022 a apenas 541.730 en los nueve primeros meses de 2023, según datos del informe de supervisión de los cambios de Comercializador de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Este frenazo en los cambios del mercado regulado al libre se ha visto acompañado de un fuerte crecimiento de los trasvases a la inversa en 2023. Así, entre enero y septiembre se ha registrado un importante incremento en los cambios del mercado libre al regulado sobre los cambios observados en 2022, que ascendieron a 335.079 en todo el ejercicio pasado, y solamente en los nueve primeros meses del año sumaban ya los 492.585.

La fuerte escalada de los precios de la energía, que se inició en el verano de 2021 y continuó al alza en 2022 tras la invasión de Ucrania por Rusia, agitó el mercado eléctrico y disparó el paso de clientes del mercado regulado al libre en busca de refugio por el impacto en el PVPC, que reflejaba las subidas en tiempo real.

No obstante, en 2023 el precio de la electricidad se ha normalizado con respecto a los niveles especialmente altos de los últimos dos años, haciendo así la tarifa regulada más competitiva para los usuarios.

En lo que respecta a la cifra total de cambios de comercializador en el sector eléctrico en el periodo enero-septiembre, se han activado más de 4,776 millones, una cifra parecida a la observada en similar periodo del año 2022, año récord en cuanto a cambios de comercializador.

En lo que se refiere a las empresas, Iberdrola, Endesa y TotalEnergies han reducido su cartera de clientes en los nueve primeros meses de este año, con 139.000, 76.000 y 70.000 menos, respectivamente. Mientras, Repsol y Naturgy incrementaron sus carteras en 213.000 y 76.000 clientes.

IBERDROLA Y ENDESA COPAN DOS TERCIOS DE TODO EL MERCADO.

No obstante, Iberdrola y Endesa, las dos grandes eléctricas del país, seguían teniendo una cuota cercana al 33% a finales de septiembre de 2023, suministrando entre ambos grupos dos tercios de todo el mercado.

En concreto, Iberdrola suma más de 10,230 millones de los más de 30,232 millones de puntos de suministro eléctrico del país -el 33,8% de cuota-, por delante de los 9,865 millones de Endesa -el 32,6%-.

Naturgy cuenta con una cartera de unos 4,377 millones de puntos de suministro -el 14,5%-, mientras que Repsol supera ya los 1,5 millones y alcanza una cuota del 5%, que alcanzarían los más de 1,844 millones y el 6% del mercado incluyendo los de CHC, con la que alcanzó en mayo un acuerdo para adquirir una participación del 50,01% en la comercializadora.

Respecto a las comercializadoras independientes, que en 2022 redujeron su cartera de clientes en 640.000, han aumentado el número de puntos de suministro en 184.000 hasta septiembre.

EN GAS SE DISPARAN TAMBIÉN LOS CAMBIOS AL REGULADO.

En lo que se refiere al sector gasista, destaca también el fuerte incremento en los cambios del mercado libre al regulado; con un total de 580.009 cambios en 2022 y un total de 860.135 solamente entre enero-septiembre de 2023.

Este cambio ha estado alentado por la protección que activó el Gobierno en octubre del año pasado, antes de la llegada de la temporada invernal, con un escudo de 3.000 millones de euros para proteger a los consumidores de las tarifas reguladas de gas de posibles subidas, que en la práctica representaba una subvención directa a las facturas de los clientes. Esta medida, mantenida a partir de enero, impone un tope a la TUR del gas cuando el coste de la materia prima en la fórmula de revisión trimestral superase el 15%.

No obstante, en el periodo de enero a septiembre destaca también el incremento en los cambios de regulado a libre, con 117.681 en los nueve primeros meses del año, frente a 103.624 cambios en 2022.

El sector gasista ha registrado un significativo incremento en los cambios de comercializador en 2023, ya que en los primeros nueve meses de 2023 se activaron 1.654.002 cambios, cifra superior a los cambios activados en todo el año 2022.

Por compañías, Naturgy e Iberdrola captaron de enero a septiembre 90.000 y 11.000 clientes, respectivamente, mientras que Repsol incrementó su cartera en 37.000, Endesa en 15.000 y TotalEnergies en 11.000.

Las comercializadoras independientes que en 2022 redujeron su cartera de clientes en 153.000, recuperan 33.000 en los primeros nueve meses de 2023.

Por su parte, Grupo Naturgy mantiene una cuota del 45% de todos los puntos de suministro gasistas, seguido por los Grupos Endesa e Iberdrola con el 20,7% y el 15,1%, respectivamente.

9.- Endesa, Iberdrola, Naturgy y EDP, operadores dominantes en el sector eléctrico español.

lavozdegalicia.es, 3 de enero de 2024.

Cuentan con más de un 10 % de cuota de mercado

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha publicado este miércoles el ránking de los operadores que se suben un año más al podio en cuanto al número de clientes en el sector energético. Así, de acuerdo con el balance del pasado año, Endesa, Iberdrola, Naturgy y EDP son las empresas dominantes en el ámbito eléctrico, es decir, cuentan con una cuota de mercado superior al 10 %; Naturgy y Endesa, lo son en el del gas natural, mientras que Repsol y Cepsa, en el de carburantes y de los gases licuados del petróleo.

La CNMC recuerda que estos «habrán de cumplir con las obligaciones derivadas de dicha condición, recogidas en las normas correspondientes, tales como su participación en mecanismos de mercado para la asignación de energía inframarginal gestionable y no emisora, en materia de representación de instalaciones de producción en el mercado eléctrico y en relación con la liquidez del mercado de gas.

Endesa, Iberdrola, Naturgy y EDP son compañías dominantes en el ámbito de la generación de energía, mientras que EDP se cae de esta categoría en cuanto a la distribución.

Operadores principales

La resolución -publicada en el Boletín Oficial del Estado (BOE)- también recoge la clasificación de los operadores principales, aquellos que tienen al menos el 3 % de cuota de mercado. Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP y Repsol ostentan esta categoría en el sector eléctrico; Naturgy, Endesa, Repsol, Iberdrola, y Axpo Iberia, en el del gas natural; Repsol, CEPSA; BP España; Petronieves y Península Petroleum, en el de los carburantes; y Repsol; CEPSA; BP España; Disa Corporación Petrolífera, y Naturgy, en el de los gases licuados del petróleo.

10.- Acciona Energía ha conectado a la red del SEIN el parque eólico San Juan de Marcona.

elgasnoticias.com, 2 de enero de 2024.

Con una inversión estimada en US$180 millones (€164 millones), Acciona Energía ha conectado a la red del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de Perú su primer proyecto de energía renovable en el país, el parque eólico San Juan de Marcona (135.7MW).

Detalle

La instalación renovable, ubicada en el departamento de Ica, consta de 23 aerogeneradores con una potencia de 5,9MW, que anualmente producirán energía equivalente a 608GWh, con capacidad para suministrar energía a 478.000 hogares peruanos.

San Juan de Marcona ha comenzado a inyectar energía al SEIN mediante una línea de transmisión de 220kV de aproximadamente 33 kilómetros, que se conecta a la subestación Marcona.

La construcción del parque se desarrolló durante 19 meses y finalizó con un registro de cero accidentes, un hito que demuestra el compromiso de la compañía con la seguridad y el bienestar de sus trabajadores, así como también de la eficacia de las políticas, planes, programas y prácticas de seguridad implementadas a nivel global.

Con este proyecto, la empresa amplía su presencia en Sudamérica, donde cuenta con una sólida posición superando los 1,100MW operativos.

Ambiente

Desde el punto de vista medioambiental, el parque de San Juan de Marcona evitará la emisión de unas 275.000 toneladas anuales de CO2.

11.- Endesa desconecta la central de As Pontes y deja España con sólo 2 GW de carbón.

elperiodicodelaenergia.com, 3 de enero de 2024.

La compañía anunció en noviembre que dejaba de producir energía. Ahora ya ha dejado hueco para la conexión de nueva capacidad renovable

Ahora ya lo ha hecho oficial Red Eléctrica, el operador del sistema eléctrico. La central térmica de As Pontes ya es historia y se ha desconectado del todo de la red eléctrica española.

El pasado noviembre, la eléctrica anunció que finalizaba la producción eléctrica quemando sus últimos kilos de carbón en la central. Ahora ya se ha desconectado de la red y deja esta capacidad para que se enganche nueva capacidad renovable.

Se pone fin así a 47 años de generación eléctrica a base de carbón en Galicia. La central de As Pontes, con una capacidad de 1.400 MW, ha sido fundamental para el desarrollo de la industria en Galicia. Sin ella, Alcoa no podría haber existido.

Con esta desconexión, el carbón ya pasa a ser prácticamente residual. Para que se hagan una idea de lo sucedido. En menos de sólo 4 años España ha apagado más de 7.500 MW de carbón de su sistema eléctrico.

A día de hoy sólo están conectados 2.061, 2 MW y esta tecnología ya es la décima del ránking español por potencia instalada.

Tras el adiós de As Pontes le han superado al carbón otras tecnologías como la termosolar, el Fuel+Gas o la Turbinación de Bombeo Hidroeléctrico.

Sólo queda EDP

Ya sólo queda EDP con carbón en la Península Ibérica. A Endesa le quedan aún por cerrar 260 MW de la central de Es Murterar en Baleares. Son sólo tres centrales térmicas de carbón las que se mantienen y no será por mucho tiempo, porque los planes de EDP es reconvertirlas.

Y será en los próximos año cuando la eléctrica portuguesa invierta y transforme las centrales de Aboño, Soto de Ribera y Los Barrios en nuevos polos de energía limpia con el hidrógeno verde por bandera.

12.- José Bogas (Endesa): "Podríamos invertir hasta 4.000 millones más si tenemos certidumbre fiscal y regulatoria".

cincodias.elpais.com, 4 de enero de 2024.

El ejecutivo de la filial energética italiana de Enel dice que la transición no será posible sin gasto en redes y una remuneración idónea. "El impuesto puede crear distorsiones entre países y empresas"

El consejero delegado de Endesa aprovecha la XIV edición del Spain Investors Day, que se celebra el 10 y 11 de este mes y que patrocina este año, para reiterar su oposición al impuesto energético tras su prórroga en 2024 por parte del Ejecutivo. En una entrevista por correo, José Bogas (Madrid, 1955), con más de 40 años en la compañía, pide al Gobierno certidumbre fiscal y regulatoria para elevar las inversiones.

P. ¿Qué supone para el sector y Endesa el Spain Investors Day?

R. La confianza de los inversores en un país es clave para el buen funcionamiento de la economía. Por eso en Endesa hemos apoyado esta iniciativa patrocinando el Spain Investors Day. Las empresas son las responsables de crear empleo y riqueza, son las que se la juegan invirtiendo en activos de producción, en infraestructuras o en la producción de bienes y servicios. En este momento, es muy importante fortalecer la confianza en nuestro país.

Los fondos están demostrando un gran interés por las carteras de renovables, pero cualquier inversor busca estabilidad

P. ¿Siguen siendo atractivas las empresas pese a la incertidumbre?

R. Acabamos de presentar un plan inversor de 8.900 millones de euros para el próximo trienio. Estamos alineados, involucrados y comprometidos con la transición energética. Pero este plan podría ser mucho más ambicioso si tenemos certidumbre fiscal y regulatoria en el ámbito energético. Endesa podría invertir 3.000-4.000 millones más. Hay que incentivar la inversión en redes de distribución. Sin estas y una remuneración adecuada, la transición no va a ser posible. Por otro lado, los fondos están demostrando un gran interés por las

carteras de renovables. No hay más que ver el movimiento de los últimos meses. Pero cualquier inversor busca siempre estabilidad. Es necesario que el Gobierno sea capaz, cuanto antes, de clarificar y armar de visibilidad la regulación, haciéndola más predecible y estable. En ese momento, habrá una mayor confianza para invertir en España.

P. ¿Cree que el impuesto que se mantiene a las energéticas puede afectar el apetito inversor?

R. Las inversiones que se necesitan para luchar contra el cambio climático son ingentes. Las cifras del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima hablan por sí solas: el Gobierno aspira a movilizar 294.000 millones a 2030 y el 85% es de origen privado. Nuestro plan estratégico mantiene nuestro compromiso con la transición, pero si tenemos un impuesto adicional (somos una de las cinco empresas que más tributa en España), uno nuevo que drena recursos, afecta a nuestra capacidad de inversión. Con la crisis, estas medidas extraordinarias tenían sentido. Pero si continúan, pueden además generar distorsiones entre países y empresas. En España, solo pagamos ese impuesto algunas empresas y, además, en el caso de las energéticas, es un 1,2% de las ventas, que no tiene nada que ver con el beneficio. Le voy a dar otro dato: el 99% de los impuestos que paga Endesa se quedan en las arcas públicas españolas y de cada 100 euros de valor generado por la compañía el pasado año, 54 se destinaron al pago de impuestos, según el informe de Contribución Tributaria Total 2022, publicado por la compañía. En todo caso, nuestro plan de inversión es el que es y lo vamos a intentar cumplir. Pero si la situación se estabiliza, lo que ocurriría es que tendríamos más pulmón para invertir aún más, que es lo que ahora necesita el sector, sobre todo en redes y en nuevas tecnologías, y sin olvidarnos de las islas.

P. ¿Espera que no se extienda más allá de 2024?

R. El diseño era temporal, y con esa premisa hemos construido nuestro plan industrial. Tendremos que ver cómo queda con los incentivos a la inversión y si realmente se materializa, y cómo, la revisión anunciada. Insisto, aunque el contexto actual es complejo, el reto de la transición energética es enorme y tenemos la responsabilidad de hacerlo posible.

P. El plan estratégico a 2026 no gustó al mercado y las acciones han sufrido en Bolsa.

R. No diría que fue un castigo, sino una sorpresa. El mercado tenía unas expectativas creadas y la realidad no fue exactamente lo que esperaban. Creo que se descontaba que en el nuevo plan estratégico presentaríamos un plan de inversiones inferior a lo que habíamos comprometido en planes anteriores y que eso nos iba a permitir mejorar la política de dividendos y no se entendió de forma inmediata que el compromiso que mostrábamos era un plan de inversiones continuista, pero que estamos preparados para acelerar cuando se den las condiciones regulatorias. El roadshow que hicimos después de la presentación nos ha permitido explicar a la comunidad financiera que mantenemos nuestro plan inversor de casi 9.000 millones en los próximos tres años; y que mantenemos nuestra política de dividendos basada en el pay out de un 70%, extendiéndola un año más, a 2026. Además, durante el periodo de vigencia, fijamos un mínimo garantizado de 1 euro por acción. Eso ha permitido que la percepción del mercado haya mejorado y, de hecho, acabamos el año 2023 con una rentabilidad superior al 16% en comparación con el año anterior.

P. ¿Cómo afecta el laudo arbitral en Qatar por 570 millones?

R. Más allá del impacto declarado en los resultados de 2023, lo importante es que la fórmula del contrato sigue siendo competitiva aun después de la aplicación del laudo. Estoy convencido de que podremos compensar el impacto negativo en los próximos años. Con la nueva fórmula, el coste, comparado con las cotizaciones del mercado, sigue siendo competitivo, y de aquí a mediados de 2025, cuando acaba este contrato, seríamos capaces de recuperar en gran medida la penalización que hemos tenido.

Sin las energías nucleares será difícil alcanzar los objetivos de descarbonización. La seguridad de suministro es clave

P. ¿Y la paralización de la venta de su cartera de gas?

R. Hay que tener en cuenta que cuando comenzamos el análisis de esa operación el mercado del gas se encontraba a niveles de precio que, prácticamente, triplicaban los actuales. En su momento, contactamos de forma preliminar con varias contrapartes y recibimos muestras de interés, pero por debajo de nuestra expectativa de valor. El desplome en los precios del gas ha hecho perder el interés en su venta, entre otras cosas, porque nuestros contratos de largo plazo, a pesar de ello, siguen siendo competitivos..

P. Tras la incorporación de la nuclear en la taxonomía verde europea, ¿es partidario de resucitar esta tecnología?

R. Las centrales están preparadas para funcionar durante muchos más años que los previstos en el plan de cierre. Pero hay un calendario pactado con el Gobierno. Como he dicho más de una vez, es una decisión de política energética, no técnica. El problema es que sin nucleares será difícil alcanzar los objetivos de descarbonización. Como decía antes, hay que tener la cintura necesaria para adaptar en cada momento lo que sea necesario porque, además de la descarbonización, la seguridad de suministro y la competitividad también juegan un papel fundamental. No debemos ponernos limitaciones y sí buscar soluciones flexibles que sean buenas para lograr una economía plenamente descarbonizada y un modelo energético firme y libre de emisiones.

P. ¿Servirá el Spain Investor Day para encontrar el socio que busca la empresa?

R. Es un punto de encuentro excelente entre inversores. Y este nuevo plan estratégico se basa en que el desarrollo renovable, así como parte de la capacidad en operación, pueda ser compartida con un socio. Pero hay un punto muy importante y es que tanto la capacidad instalada de esas instalaciones como la producción asociada la vamos a seguir consolidando en las cuentas de Endesa. Es algo que, de momento, ya se está valorando.

"Para cumplir los objetivos climáticos, hay que electrificar el consumo final de energía"

P. ¿Ve factible el objetivo marcado en la COP28 de triplicar la inversión en renovables a 2030 en un momento adverso?

R. La resolución de la COP28 ha supuesto un avance importante en el camino para alcanzar los objetivos del Acuerdo de París. Un camino que en Endesa llevamos años recorriendo. Pero es un grandísimo reto. Sus conclusiones han sido contundentes: pese a que el balance mundial reconoce la elaboración de planes para un futuro de cero emisiones netas y la aceleración del cambio hacia las energías limpias, también deja claro que la transición energética no está siendo lo suficientemente rápida. Hay que acelerar, pero tenemos que remar todos en la misma dirección.

P. ¿Qué reclaman las empresas para lograrlo?

R. En el camino hacia un mundo realmente sostenible es necesaria una unificación y coordinación entre las políticas energéticas y la regulación, que parece que van por caminos distintos. El cambio climático ha pasado de ser un riesgo futuro a una amenaza presente. Y si queremos cumplir los ambiciosos objetivos sobre el clima, es absolutamente necesario electrificar el consumo final de energía tanto como sea posible, a la par que desplegamos acciones de descarbonización masivas para asegurar llegar a una generación sin emisiones. Según las últimas previsiones de la Agencia Internacional de la Energía, la Agencia Internacional de Energía Renovable y Bloomberg New Energy Finance, todas ellas agencias involucradas en fijar el límite de 1, 5º para el incremento de la temperatura global, necesitamos alcanzar al menos un 50% de electrificación global en 2050 si queremos cumplir el objetivo de emisiones netas cero. El futuro está en la electrificación, pero para que funcione y sea un éxito, solo hay dos vías: que sea competitiva para el cliente y que se rentable para el inversor.

P. Y en cuanto al fin de los combustibles fósiles, ¿qué opina?

R. Sigo convencido de que la lucha contra el cambio climático no debe cejar para que las cero emisiones sean una realidad lo más pronto posible y nosotros mantenemos nuestra hoja de ruta para conseguir la neutralidad climática en 2040. Incluso, hace dos años adelantamos una década el objetivo de nuestra reconversión hacia una empresa completamente descarbonizada a través del desarrollo de la energía renovable y la apuesta por la electrificación del consumo energético. Pero descarbonizar la economía debe conjugarse necesariamente con la seguridad de suministro, la emergencia climática y la competitividad de nuestro país. El camino en España lo marca el PNIEC y aunque es un plan ambicioso, debemos revisar algunas de sus hipótesis para conseguir los objetivos que propone. Por ejemplo, echo de menos una mayor apuesta por la electrificación de la economía, que sustente el fuerte crecimiento de la generación renovable prevista. La instalación de 10.000 megavatios de energías renovables al año es una meta retadora que encara dificultades para lograr mano de obra cualificada y suministros; una creciente oposición social; y crecientes costes financieros. Los objetivos de almacenamiento, a través de diferentes tecnologías, son ambiciosos y también críticos para que la masiva instalación de renovables prevista tenga sentido y parte de su producción se pueda guardar. Desde una perspectiva técnica, creo que no debemos condicionarnos, como si estuviera escrito en piedra, y mantener el protocolo de cierre nuclear de 2019. La inversión en redes de distribución es esencial en este escenario de mayor electrificación, por lo que debería ser incentivada y no penalizada, como ocurre actualmente.

13.- Rentabilidad y seguridad jurídica, las máximas de Iberdrola que se perdieron con PNM.

elperiodicodelaenergia.com 4 de enero de 2024.

La eléctrica pone el ojo en negocios más rentables como las redes eléctricas en mercados donde se encuentre menos oposición que con la fusión con PNM

El sector energético es principalmente un sector regulado, y en algunos casos, controlado por los propios estados. Es un sector único en el mundo, que requiere grandes capitales para hacer frente a las milmillonarias inversiones.

Se trata de activos que necesitan mucho tiempo para ser amortizados, varias décadas, y los vaivenes de la economía a veces no ponen las cosas fáciles. Aun así, las necesidades se cubren con bastantes garantías.

Un sector así también hace que sea un sector que está en continuo movimiento empresarial. El capital cambia de manos como si no hubiera un mañana. Las fusiones y adquisiciones están al orden del día.

Acabamos de conocer que Iberdrola ha cancelado la que iba a ser su operación estrella de los próximos años, la fusión de su filial en EEUU, Avangrid, con PNM Resources.

Una fusión que tenía mucha lógica de negocio para la compañía española hace dos años pero que a día de hoy no.

Sin garantías

Pero, ¿por qué ha hecho esto Ignacio Galán? Si existen dos máximas que lleva a rajatabla el presidente de Iberdrola es que toda inversión tiene que ser rentable y hacerse bajo un marco de seguridad jurídica.

En esta ocasión, en la fusión con PNM Resources, ambas máximas se han perdido por el camino. Ni es rentable, ni le ofrece garantías jurídicas. Demasiada oposición se ha encontrado Avangrid para llevar a cabo esta operación.

No andan preocupados por Bilbao por haber cancelado esta operación. Se abren nuevas ventanas de oportunidades. E Iberdrola necesita encajar las piezas, algo que no ha conseguido del todo con PNM.

Ahora tocan dos cosas fundamentales para una utilitie del tamaño de Iberdrola. Obtener muy buena financiación e invertir en grandes activos de generación y redes.

El negocio de las redes

En el segundo, está la clave de todo esto a lo que llamamos la transición energética. Y donde le cuadran las cosas a la eléctrica española es en una operación del tipo de ENWL.

Según contó la agencia Reuters, la eléctrica española planea hacer una oferta por Electricity North West (ENWL) que podría valorar su red de distribución de energía en más de 4.500 millones de euros.

Redes, negocio regulado, necesario, rentable y en Reino Unido, donde existe seguridad jurídica. (Se enciende la bombilla).

Este es un ejemplo. Pero también lo es el acuerdo en México de venta de los ciclos combinados en un país dónde no ofrecen garantías jurídicas.

Hay que estar donde se quiere que estés. No es que EEUU no ofrezca garantías, que sí lo hace, pero en este caso, con PNM ha encontrado oposición social y local y no les han abierto las puertas. A veces se gana, otras no. Así es el sector eléctrico. Hoy no es tu día, pero pasado mañana, quién sabe, puedes cerrar una megaoperación que duplique tu negocio en un mercado.

Pero ojo, no es momento para estar tirando el dinero. Cada euro que se invierte tiene que tener cierto sentido y ser rentable, y en eso, no hay nada que gane a las redes eléctricas, la clave de todo.

14.- Iberdrola y CIP hacen historia en EEUU al generar energía por primera vez con un megaproyecto eólico marino.

elperiodicodelaenergia.com 4 de enero de 2024.

Los promotores completan los primeros trabajos de puesta en marcha para suministrar la primera energía eólica marina a la red de nueva Inglaterra

Copenhagen Infrastructure Partners (CIP)y Avangrid, Inc. (Grupo Iberdrola), han anunciado que el proyecto Vineyard Wind ha suministrado energía por primera vez a la red de Nueva Inglaterra. Como parte del proceso de puesta en marcha inicial, una turbina entregó aproximadamente cinco megavatios de potencia, y se espera que se realicen pruebas adicionales tanto en tierra como en alta mar en las próximas semanas. El proyecto espera tener cinco turbinas funcionando a pleno rendimiento a principios de 2024.

"Este es un momento histórico para la industria eólica marina estadounidense", ha declarado la Gobernadora Maura Healey. "Pronto, Vineyard Wind producirá la energía equivalente a más de 400.000 hogares de Massachusetts. Se trata de una energía limpia y asequible que ha sido posible gracias a los numerosos defensores, funcionarios públicos, trabajadores sindicados y líderes empresariales que han trabajado durante décadas para conseguir este logro. De cara al futuro, Massachusetts se encamina hacia la independencia energética gracias a nuestro trabajo, líder en el país, para poner en pie la industria eólica marina".

Un hito para la eólica marina

"Esto es realmente un hito para la eólica marina y para toda la industria renovable de Norteamérica. Por primera vez tenemos energía fluyendo a los consumidores norteamericanos desde un proyecto eólico a escala comercial, lo que marca el amanecer de una nueva era para las renovables norteamericanas y la transición verde", dijo Tim Evans, socio de CIP y responsable de Norteamérica.

“Al suministrar la primera energía, hemos abierto nuevos caminos y mostrado una vía viable para avanzar con energía renovable, producida localmente y asequible. Gran parte del mérito de este hito debe atribuirse a nuestros socios locales, a los líderes sindicales y a la cualificada mano de obra del proyecto, así como a las comunidades locales desde New Bedford hasta Barnstable.”

“2023 fue un año histórico definido por el acero en el agua y la gente trabajando. Hoy, comenzamos un nuevo capítulo y damos la bienvenida a 2024 entregando la primera energía eólica marina limpia a la red en Massachusetts”, dijo el CEO de Avangrid, Pedro Azagra.

“Hemos llegado a un momento decisivo para la acción climática en EEUU y un amanecer para la industria eólica marina estadounidense. A medida que avanzamos en este tremendo progreso y trabajamos para entregar la capacidad total de este proyecto histórico, seguimos estando orgullosos de todos los socios que han hecho posible este logro, incluyendo la Administración Biden y la Administración Healey-Driscoll.”

La energía del proyecto se interconecta con la red de Nueva Inglaterra en Barnstable, transmitida por cables subterráneos que conectan con una subestación situada más al interior, en Cape Cod. Una vez terminado, el proyecto constará de 62 aerogeneradores con una capacidad de 806 megavatios, suficientes para abastecer a más de 400.000 hogares y empresas de Massachusetts.

15.- Repsol, Cepsa, Endesa, Iberdrola y Naturgy, forzadas por ley a doblar su ahorro de energía hasta 800 millones.

epe.es, 4 de enero de 2024.

En línea con las exigencias de la UE, el Gobierno duplica las aportaciones de las energéticas al Fondo de Eficiencia Energética hasta 795 millones.

El Ejecutivo les obliga a pagar en efectivo al menos un 35%, hasta 278 millones, y el resto lo podrán canjear por certificados de ahorro energético.

Las energéticas españolas deberán disparar sus objetivos de ahorro de uso de energía y asumir un coste millonario para conseguirlo. En línea con las nuevas exigencias de reducción de consumo energético marcadas por la legislación de la UE, el Gobierno multiplica el coste de las aportaciones que petroleras, eléctricas y gasistas españolas deben realizar al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) durante 2024, hasta alcanzar los 795 millones de euros (el doble que los 393 millones del año pasado y cuatro veces más que los 191 millones de 2022).

El Ministerio para la Transición Ecológica, comandado por la vicepresidenta Teresa Ribera, ha activado el proceso para aprobar la nueva regulación para calcular cuánto deben reducir el consumo de energía las comercializadoras de luz, gas natural y combustibles y con qué coste durante este año. La Unión Europea aprobó el año pasado una nueva directiva de eficiencia energética que obliga a los estados miembros a ir elevando sus objetivos de ahorro de energía hasta 2030, lo que hará que el coste de las aportaciones de las compañías españolas al FNEE se disparen otra vez.

La nueva normativa comunitaria eleva el objetivo de reducción forzosa de consumo energético anual de las compañías energéticas desde el 0,8% de 2023 sobre el promedio de ventas de energía del trienio entre 2016 y 2018 y lo sube hasta el 1,3% este año, y seguirá elevándose en próximos años, hasta el 1,5% en 2026 y el 1,9% en 2028. El resultado es que el objetivo de ahorro de uso final de la energía escala para este año hasta los 4.361 gigavatios hora (GWh) equivalentes y el coste de esos ahorros también se disparará. Y son los grandes grupos energéticos los que van a seguir asumiendo muy mayoritariamente los importes.

Repsol es con diferencia el grupo que mayor aportación ha de realizar este año al Fondo de Eficiencia Energética, en total 177,4 millones de euros por sus diferentes filiales comercializadoras de luz o de productos petrolíferos, más del doble que los 77 millones del año pasado. Le siguen Endesa, con 97,15 millones frente a los 48,6 millones de 2022; Cepsa, con 85 millones frente a los 38,4 millones de un año antes; Naturgy, con 67,7 millones frente a los 38 millones de 2022; Iberdrola, con 59,6 millones entre sus

diferentes filiales frente a los 29,5 millones del ejercicio precedente; y la petrolera BP, con 41,5 millones frente a los sólo 17 millones de 2022.

La reventa de ahorros entre empresas

Las 680 compañías afectadas por la regulación de ahorro energético están obligadas a realizar inyecciones en efectivo al Fondo Nacional de Eficiencia Energética por el 35% del coste de las aportaciones. Esto es, los grupos energéticos deben aportar al fondo un mínimo de 278 millones del total de 795 millones (el año pasado el mínimo de pagos en efectivo era del 60%, y ascendió a un total de 236 millones). El resto de las aportaciones pueden ser canjeadas por las empresas por los certificados de ahorro energético, con los que demuestran las medidas adoptadas por la compañía para conseguir reducir el uso de energía.

El Gobierno creó el año pasado un mercado para que las compañías energéticas puedan revender los ahorros de energía a los que están obligados por ley, mediante un nuevo sistema de Certificados de Ahorro Energético para que eléctricas, petroleras y gasistas tengan la opción de comercializar esas obligaciones de ahorro marcadas por la UE.

El nuevo mecanismo diseñado por el Ministerio para la Transición Energética permite a las energéticas tanto comprar esos certificados de ahorro a sus grandes clientes industriales como revenderlos a otras empresas, y también podrán canjearlos a cambio de descuentos a las contribuciones millonarias al Fondo Nacional de Eficiencia Energética. Hasta el pasado año, en España sólo las compañías sólo podían hacer aportaciones financieras millonarias equivalentes al FNEE.

Con el nuevo mercado creado por el Gobierno, las empresas obligadas a una cuota anual de ahorro energético también pueden sustituir voluntariamente un porcentaje de sus pagos al fondo por un ahorro energético certificado (identificando de manera homologada medidas de ahorro de climatización, iluminación, movilidad, procesos industriales…). Cada certificado equivale a un kilovatio hora ahorrado).

Las compañías energéticas pueden liquidar los certificados obtenidos demostrando que están cumpliendo sus obligaciones de ahorro o podrán comercializarlos permitiendo que otras empresas obligadas los adquieran y procedan a su liquidación. Además, las energéticas también pueden comprar certificados a sus clientes (grupos industriales, comunidades de vecinos…) que consigan ahorros energéticos tras una inversión en eficiencia.