

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.- Acciona venderá plantas de energía renovable para bajar deuda en plena escalada de la inversión.

eleconomista.es, 16 de noviembre de 2023.

**El grupo busca contener sus ratios de apalancamiento para mantener el grado de inversión
Desinvertirá en carteras maduras para cristalizar su valor.**



José Manuel Entrecanales, presidente de Acciona

Acciona venderá activos de su división de energía durante 2024 con el objetivo de contener su endeudamiento y mantener así el grado de inversión por parte de las agencias de calificación. El grupo planea transferir proyectos de energías renovables maduros en un contexto de elevado apetito por parte de los fondos de infraestructuras. La compañía que preside José Manuel Entrecanales se halla en estos momentos analizando las posibles operaciones con el objetivo de concretarlas el próximo año.

Acciona y Acciona Energía, en sus informes de tendencias hasta septiembre, explica que "ha iniciado procesos para posibles desinversiones de activos durante el año 2024, con el

objetivo de encajar dentro de su política financiera Investment Grade el punto más alto de inversión dentro del ciclo actual de crecimiento de la compañía, así como optimizar su cartera de activos, y cristalizar valor".

El ratio de deuda neta/ebitda se situará en el entorno de las tres veces a final de año

La multinacional española busca con estas desinversiones obtener recursos para reducir su deuda en un contexto de fuerte crecimiento de la instalación de proyectos, con **1,4 GW instalados hasta octubre**, y de las inversiones. Así, para este año prevé mayores niveles de inversión (capex neto) "dada la aceleración de la actividad inversora –con nuevos proyectos rentables como Forty Mile (Canadá), el comienzo de la construcción de Aldoga (Australia), y mayor ritmo en la instalación de Red-Tailed Hawk (Estados Unidos) – y la monetización de un 30% del parque eólico de MacIntyre que se ha trasladado a 2024". Teniendo en cuenta los mayores niveles de inversión, así como los movimientos en el circulante y mayores pagos de impuestos, la compañía estima que el ratio de deuda neta/ebitda se situará en el entorno de las tres veces a final de año. El ritmo inversor ya llevó al grupo a aumentar su deuda financiera neta un 34,5% entre enero y junio, hasta los 7.066 millones.

2.- Galán reúne a 100 directivos de empresas internacionales para premiar el valor en la transición energética.

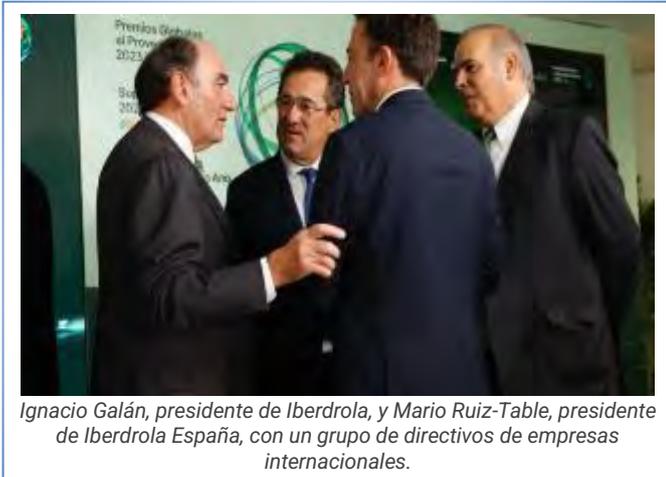
elespanol.com, 16 de noviembre de 2023.

El presidente de Iberdrola ha sido elegido por la revista 'Time' como uno de los líderes mundiales en la lucha contra el cambio climático.

Iberdrola ha reunido en Madrid a unos 100 directivos de empresas internacionales con motivo de la entrega de sus Premios Globales al Proveedor del Año 2023; un reconocimiento que pone en valor su papel fundamental en la creación de empleo, riqueza y transición energética.

Ignacio Galán, presidente de Iberdrola, ha declarado que "estos premios no solo tienen que ver con la eficiencia económica o con la agilidad en las operaciones si no con la aportación a un modelo económico más verde, más justo y más sostenible que genere oportunidades para todos".

"Somos una empresa de valores que quiere a su lado a compañías que compartan nuestra visión", ha dicho.



Ignacio Galán, presidente de Iberdrola, y Mario Ruiz-Table, presidente de Iberdrola España, con un grupo de directivos de empresas internacionales.

El presidente ha animado a todos los presentes en el evento, al que ha calificado como "aliados por la industrialización verde", a seguir creciendo del lado de la compañía generando valor tangible por todo el mundo.

"Estamos solo al principio de una verdadera revolución que nos debe garantizar la autonomía energética y la descarbonización", ha asegurado.

En esta edición, los galardones han recaído en seis empresas que destacan por su compromiso con la innovación, la igualdad, la calidad, la sostenibilidad, o la generación de empleo, entre otros. Esto contribuye

a una economía descarbonizada, en base a sus inversiones en renovables y redes de distribución, cada vez más inteligentes, proyectos de almacenamiento a gran escala y la apuesta por soluciones innovadoras para sus clientes.

Iberdrola sigue una estrategia de desarrollo de proveedores locales para sus contrataciones estratégicas, creando empleos directos e indirectos y manteniendo un potente tejido industrial en las geografías en las que desarrolla su actividad. En total, los empleos indirectos generados por su volumen de compras en 2022 se situaron en torno a los 400.000 puestos de trabajo.

En 2022, Iberdrola realizó compras a más de 20.000 proveedores relacionadas con equipos, materiales, obras y servicios, por más de 17.000 millones de euros. El porcentaje de compras locales superó el pasado ejercicio el 87%. Dato que muestra a la compañía como empresa tractora de las economías en las que está presente.

En 2023, en los 10 primeros meses, este volumen facturado a proveedores en España asciende ya a más de 10 millones de euros. De acuerdo con las perspectivas 2023-2025, las inversiones del grupo superarán los 47.000 millones de euros en tres años. Para 2030 las actividades de Iberdrola apoyarán más de 500.000 puestos de trabajo a nivel mundial en toda la cadena de suministro. De esta cifra, más de 85.000 empleos estarán en España.

El Premio al Proveedor del Año ha recaído en la empresa brasileña ITB Equipamientos Eléctricos.

El premio en la categoría Recuperación económica y generación de empleo ha sido otorgado a la alianza Navantia – Windar en reconocimiento a su reconversión del astillero de FENE gracias al acuerdo de colaboración con Iberdrola.

En el apartado Transición Energética, la galardonada ha sido a la escocesa I&H Brown, empresa familiar de obra civil.

En la categoría de Sostenibilidad, Iberdrola ha reconocido la labor de la empresa portuguesa Conduril Engenharia, tras realizar la construcción exitosa de la presa Alto Tâmega.

El galardón a la Diversidad e Igualdad ha sido otorgado a la empresa estadounidense WECS Renewables, proveedor de repuestos y mantenimiento para el negocio eólico de Avangrid.

En el apartado Emprendimiento, la galardonada ha sido la brasileña Voltbras, start-up que destaca por su solución digital para la interoperabilidad de puntos de recarga para vehículos eléctricos.

Galán, en la revista 'Time'

Además, el presidente de Iberdrola ha sido elegido por la revista 'Time' como uno de los líderes mundiales más innovadores en la lucha contra el cambio climático.

Para elaborar el ranking 'Time100 Climate' la publicación estadounidense ha evaluado multitud de factores, como las acciones para frenar los problemas climáticos, los resultados de sus medidas y su influencia.

La lista incluye a personas de distintos ámbitos de la sociedad como Shemara Wikramanayake, directora ejecutiva de la firma de inversión Macquarie; el director ejecutivo de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), Fatih Birol; o el fundador de Microsoft Bill Gates. También la diseñadora de moda Stella McCartney, cuyo trabajo con LVMH está fomentando el uso de materiales más sostenibles en la moda; o el grupo musical Coldplay, entre otros.

En un comunicado, Iberdrola indicó que bajo el liderazgo de Ignacio Galán, la compañía "es un ejemplo de anticipación a la transición energética", con unas inversiones de 150.000 millones de euros en las dos últimas décadas en el desarrollo de las energías renovables y las redes eléctricas. Eso "le han permitido estar a la vanguardia de la revolución energética y ofrecer un modelo de negocio sostenible, competitivo y que crea valor para la sociedad".

Así, la energética se ha situado entre las tres eléctricas más grandes del mundo por capitalización. Su apuesta por las renovables le ha llevado a colocarse a la cabeza del sector con más de 41.000 megavatios (MW) 'verdes', al mismo tiempo que ha supervisado el cierre de sus centrales de carbón y fueloil en todo el mundo, que sumaban casi 7.500 MW de capacidad instalada.

3.- Iberdrola entra en la puja por la eléctrica inglesa ENWL con más de 4.000 millones.

cincodias.elpais.com, 17 de noviembre de 2023.

La eléctrica pugna con fondos como KKR y Macquarie.

Iberdrola busca reforzarse en Reino Unido. La eléctrica ha entrado en la puja por la eléctrica británica ENWL (Electricity North West), valorada en 3.500 millones de libras, más de 4.000 millones de euros.

El dueño de ENWL es el grupo japonés Kansai Electric Power y el fondo Equitix, que han contratado al banco de inversión Jefferies para pilotar la venta. Según publica la agencia Reuters, la eléctrica peleará por hacerse con esta firma frente a los fondos KKR y Macquarie. El proceso de venta, no obstante, se encuentra aún en una fase muy preliminar.

La adquisición de ENWL permitiría a Iberdrola conectar áreas a las que ya da servicio con su gran apuesta en el país británico, Scottish Power. Esta provee electricidad a 3,6 millones de clientes en los condados ingleses de Merseyside, Cheshire, North Wales y North Shropshire, así como en el centro y sur de Escocia.

Iberdrola ya intentó hacerse con ENWL en 2019, cuando sus antiguos dueños, un fondo de JP Morgan y Colonial First State, ya lanzaron la venta del activo. Fue entonces el consorcio formado por el grupo japonés y Equitix ganaron la puja y se hicieron con el activo.

La adquisición, además, entronca con el último plan estratégico de Iberdrola, a cumplir antes de 2025. Este prevé invertir 47.000 millones, de los cuales, dedicará 17.000 millones a renovables y 36.000 millones a

redes. A estos se suman otros 11.000 millones que dedicará a la integración de su operación estrella de los últimos años, la toma de la compañía estadounidense PNM Resources.

En esta hoja de ruta, la eléctrica busca crecer también en renovables. La estrategia para ello pasa por dar entrada a inversores en sus activos renovables. El último ha sido su mayor parque eólico, situado precisamente en Escocia, el East Anglia 3. La eléctrica ha vendido al fondo soberano de Abu Dabi un 49% de esta plataforma por 2.000 millones. Esta misma firma ya ha adquirido el 49% de un parque en el Mar del Norte, mientras que ha vendido otro porcentaje análogo a EIP en otro parque en esa misma localización.

Pero su mayor operación de estos meses ha sido la venta a Norges del Proyecto Romeo, una plataforma renovable en España, con 1.200 MW. Ahora negocia con este mismo inversor ampliar la alianza a 1.000 MW más.

4.- Todos los frentes abiertos de Naturgy.

epe.es, 19 de noviembre de 2023.

El grupo energético comandado por Francisco Reynés afronta su plan de crecimiento y una reorganización histórica con su división en dos sociedades, de momento encallada, en medio de una gobernanza compleja por el equilibrio de los diferentes perfiles e intereses de sus grandes accionistas.



El presidente de Naturgy, Francisco Reynés.

Naturgy se está acostumbrando a vivir en una agitación casi permanente. Al margen del terremoto de la crisis energética que sacudió los cimientos de todo el sector, la mayor gasista española y la tercera mayor eléctrica se ha abrazado en los últimos años al frenesí de cambiar de nombre, acoger a nuevos grandes accionistas, mudar su sede social de Barcelona a Madrid, armar un nuevo orden en su consejo, reinventar su gobierno corporativo (acaba de quedarse a las puertas de volver a hacerlo), lanzar tres planes industriales de futuro e incluso explorar una reorganización histórica de tanto calado como dividirse en dos compañías.

Todo en apenas un lustro. Y casi todo condicionado por la compleja gobernanza que genera el diferente perfil de sus grandes accionistas: un grupo español con vocación industrial y permanencia (CriteriaCaixa, el holding inversor de la Fundación LaCaixa, con el 26,7% del capital)

y tres fondos de inversión extranjeros (el británico CVC, con el 20,7%; el estadounidense GIP, con el 20,6%, y el australiano IFM, con el 14,5%). Distintos perfiles y distintas sensibilidades estratégicas sobre cómo impulsar el valor de la compañía energética, pero tan condenados a entenderse que lo han ido consiguiendo.

La transformación del grupo -con avances proactivos y otros de adaptación forzada al contexto económico, al escenario político y regulatorio, y también a las cuestiones estrictamente corporativas, en clave interna- sigue con varios frentes estratégicos abiertos a los que la dirección de la compañía, comandada por su presidente ejecutivo, Francisco Reynés -en el cargo durante este intenso lustro-, todavía tiene que dar respuesta y emplearse en desmadejar.

Giro en suspenso

Naturgy, la antigua Gas Natural Fenosa, abrió el año pasado la que buscaba ser una reinención histórica. El grupo anunció por sorpresa su decisión de impulsar su escisión en dos sociedades cotizadas, una para agrupar los negocios regulados de la compañía (las redes de gas y electricidad) y otra que asumiría toda la actividad liberalizada (con las plantas de generación convencional y las renovables y también el negocio de comercialización). Un enorme spin-off de más de 40.000 millones de euros, sumando la capitalización bursátil (más de 25.000 millones) y la deuda del grupo (16.000 millones).

El anuncio, sin embargo, no pudo llegar en peor momento. Se produjo el 10 de febrero de 2022. Dos semanas después estalló la guerra a las puertas de Europa con la invasión militar de Ucrania por parte de Rusia y agudizó la convulsión que los mercados energéticos arrastraban en los meses previos. Y con ello el Proyecto Géminis -así designó la compañía la iniciativa- quedó encallado nada más nacer.

El plan inicial de la dirección del grupo pasaba por ejecutar la separación de las dos compañías de manera rápida, el objetivo era incluso formalizarla antes de que terminara 2022. Pero apenas un mes después del anuncio, a mediados de marzo del año pasado, el propio Reynés ya se mostró abierto ante la junta de accionistas a dilatar los plazos de la operación dada la extrema volatilidad de los mercados energéticos y financieros que originó la guerra.

Dos interpretaciones

El grupo defendió desde el primer momento la idoneidad y el sentido industrial del desdoblamiento en dos sociedades (lo sigue haciendo). Por un lado, la operación de separación serviría para impulsar su valor, bajo el paradigma de que uno más uno en muchas ocasiones suman más de dos en la cotización en bolsa. Por otro, porque la división en dos sociedades serviría también para impulsar su crecimiento y la inversión ligados a la transición energética, al separar negocios que se gestionan de manera diferente pero son interdependientes e imprescindibles para la descarbonización (con una firma impulsando el crecimiento en renovables y otra gestionando la modernización de unas redes necesarias para integrar las nuevas plantas verdes).

La interpretación que se da al Proyecto Géminis en los mercados financieros, en cambio, siempre ha identificado el movimiento como una vía para facilitar la salida de algunos de los grandes accionistas. El fondo GIP entró en el accionariado de Naturgy hace siete años (con la compra del 10% en manos de Repsol y de otro 10% de Critería) y el tándem de CVC y la familia March lo hizo hace casi seis años (quedándose con el último 20% que aún tenía Repsol), con lo que se da por completado el ciclo inversor que suelen tener las participaciones de este tipo de fondos y se da por hecho el interés de ambas firmas de monetizar sus millonarias plusvalías latentes, tanto por la revalorización de sus paquetes (compraron a 19 euros por acción y la cotización bursátil hoy está por encima de 26 euros) como por los dividendos acumulados en este periodo. En el mercado se anticipa que GIP estaría explorando efectivamente su salida.

El caso de la gestora australiana IFM es distinto: entró en la compañía hace solo dos años con una convulsa opa parcial que fracasó (la oferta era por el 22% del capital y se quedó en el 10,8%, aunque luego ha ido aumentado su participación) que dio lugar a un choque frontal con Critería (el holding se reforzó en el capital para entorpecerla) y que fue aprobada por el Gobierno central con estrictas condiciones para blindar la españolidad, la inversión y el empleo. IFM asegura que su vocación es de permanencia y que sus inversiones "piensan en décadas, no en años". En el mercado se cree que la entidad seguirá elevando su participación hasta superar el 17,6% que le daría derecho a pasar de uno a dos consejeros en la energética.

El plan de segregación pasa por realizar un desdoblamiento de las acciones (cada título de la Naturgy actual se convertirá en dos acciones, una en cada una de las sociedades), lo que haría que en las nuevas compañías se replicase exactamente la estructura accionarial actual. Sin embargo, fuentes financieras anticipan que este movimiento sería solo un primer paso para una reorganización posterior que permitiría ajustar mediante algún tipo de canje la exposición de cada accionista a los negocios más adaptados al perfil de cada cual: con Critería más vinculada a los negocios regulados por su carácter estratégico para España y con los fondos volcados en los activos de producción de energía, con mayor facilidad para rentabilizarse mediante operaciones de venta o alianzas.

"A nivel estratégico, no tiene mucho sentido dividir negocios. En un mercado muy competitivo, la tendencia es hacia las fusiones para reducir costes, no a la inversa. A priori la segregación en partes destruiría valor, porque se perderían las sinergias de operar como un solo grupo", subraya Ángel Pérez, analista de Renta4. "Parece que la operación tiene motivaciones en clave interna, porque es más fácil para algunos de los fondos

accionistas vendan participaciones más pequeñas que sus actuales grandes paquetes accionariales", añade el experto.

Rechazo frontal del Ejecutivo

El mayor obstáculo con que se ha topado la operación de escisión, en cualquier caso, ha sido el rechazo frontal del Gobierno central. La segregación exige la autorización expresa del Ejecutivo, que ha mostrado de manera explícita y reiterada su oposición a la división en dos compañías, hasta el punto de generar extrañeza dentro de la propia Naturgy por lo taxativo de los pronunciamientos. La operación "no es lo más aconsejable" y "posiblemente responde a motivos distintos, muy diferentes a los de mantener la inversión en transición energética", insistió hace unas semanas la vicepresidenta y ministra para la Transición Ecológica, Teresa Ribera, en una entrevista con Expansión, refrendando el persistente rechazo mantenido por el Gobierno desde que se conoció el plan y advirtiendo de que vigilará "muy de cerca" su evolución. La respuesta del presidente de Naturgy fue reclamar al Ejecutivo "libertad" para gestionar la compañía.

Pese a las reticencias evidentes del Gobierno y las dificultades que tendrá la compañía para sortearlas, Naturgy anunció el pasado julio una revisión de su plan estratégico hasta 2025 que incluye la reactivación del Proyecto Géminis. "El consejo ha constatado su sentido estratégico y ha emplazado al equipo a seguir analizando las posibles alternativas de ejecución y sus calendarios asociados", desveló el grupo, que reconoce que aún sigue siendo prematuro establecer un plazo temporal para ejecutar la segregación, pero subrayando que de facto la compañía ya funciona con una separación operativa de sus negocios entre regulados y liberalizados.

Sin embargo, algunos de los accionistas actuales de la energética admiten la dificultad de siquiera avanzar en el proceso de segregación dado el rechazo frontal manifestado por el Gobierno de Pedro Sánchez -reeditado ahora para otros cuatro años- y, además, apuntan que el mandato actual a la dirección del grupo contempla solo analizar la idoneidad de cómo y cuándo ejecutar la segregación, pero anticipando que ya se estudiará un poco más adelante la eventual aprobación de la división societaria una vez concretada la operación en detalle.

"Creemos que la probabilidad de que la operación se implemente se ha reducido significativamente, ya que carece del apoyo necesario del actual Gobierno español", advirtió hace unos meses la agencia de calificación Standard & Poor's en un informe en que subrayó que no preveía ningún movimiento en este sentido al menos en varios años. "El mercado nunca ha dado mucha credibilidad al proyecto, fundamentalmente porque el Gobierno siempre se ha mostrado reticente", resume el analista de Renta 4.

Modelo presidencialista

Reynés llegó a la presidencia en febrero de 2018. Lo hizo con la vitola de hombre de la casa, de persona de confianza de la cúpula de CriteríaCaixa. Había sido director general del propio holding de participaciones de la Fundación LaCaixa y también principal ejecutivo de Abertis, una de sus grandes participadas, donde ya había demostrado su visión financiera y su capacidad para poner en valor la compañía (pocos meses después de su salida se cerraba la opa de ACS y Atlantia sobre el grupo de infraestructuras) y también algunas de sus partes (la venta del negocio de torres de telecomunicación de Abertis Telecom fue el germen del actual gigante Cellnex).

La llegada de Reynés supuso un cambio en la gobernanza de la compañía. Asumió la presidencia (en sustitución de Isidro Fainé, presidente de Critería) y también todas las funciones ejecutivas (hasta entonces en manos del consejero delegado saliente, Rafael Villaseca). Un modelo de agrupación de todos los poderes en un presidente ejecutivo que es ya toda una rareza en las grandes compañías cotizadas, debido a que no se ajusta a los modelos de buenas prácticas de gobierno corporativo que exigen los fondos de inversión internacionales.

Los movimientos para revertir esta situación en Naturgy, con un plan avanzado y consensado por los grandes accionistas para nombrar a un número dos que se repartiera el poder ejecutivo con Reynés, se convirtieron en uno de los culebrones corporativos del pasado verano. El elegido era Ignacio Gutiérrez-

Orrantia, una figura clave del banco de inversión Citi en Europa, buen conocedor del funcionamiento de Naturgy por haber asesorado directamente al grupo y además de la confianza del propio Reynés. El intento de reparto de las funciones ejecutivas llegaba curiosamente solo cuatro meses después de que la junta de accionistas -y los cuatro grandes socios al unísono- apoyara la renovación de Reynés en el cargo por otros cuatro años.

Pero el esperado fichaje de un CEO se frustró a última hora. A mediados de julio, Orrantia rechazó la oferta (varias fuentes apuntan como principal causa del fiasco las diferencias sobre el reparto de funciones) y se quedó en Citi. Así, Naturgy ha congelado el proceso de nombrar a un número dos y, aunque varios accionistas ven probable que se acabará retomando en algún momento, lo cierto es que tras el revuelo los grandes socios han manifestado explícitamente su respaldo a Reynés como presidente, de momento, omnímodo de la energética.

Lo hizo primero Critería en solitario ("Critería, primer accionista de Naturgy, ratifica su confianza en el equipo gestor de la compañía encabezado por su presidente Francisco Reynés y apoyará sus propuestas dirigidas a poder afrontar los importantes retos de la compañía en los próximos años", proclamó el holding en un comunicado previo al consejo en que no llegó el nombramiento de Orrantia); luego, el consejo por unanimidad ("todos los representantes de los accionistas han querido ratificar su firme compromiso con el proyecto industrial de la compañía y su total confianza en el equipo directivo"), y, por último, también la gestora australiana IFM, que celebró el mes pasado en Madrid su cónclave global, e invitó a Reynés a participar como uno de los protagonistas del evento.

Nueva hoja de ruta

En el mismo consejo de administración del pasado julio para el que se esperaba el nombramiento de un CEO se aprobó una actualización del plan estratégico del grupo hasta 2025 (la tercera hoja de ruta industrial de la era Reynés, tras la de 2018 y la de 2021, que se han revisado de manera anticipada por superarse los objetivos marcados).

Después de los buenos resultados financieros obtenidos por la compañía en plena crisis energética, por encima de las expectativas, el nuevo plan revisa al alza los objetivos financieros y promete una lluvia de dividendos que contenta a todos sus accionistas, tanto a los fondos para monetizar sus inversiones como a Critería para alimentar el presupuesto de la obra social de la Fundación LaCaixa (el año pasado percibió 311 millones y el próximo se elevarán 362 millones con la subida prevista).

El grupo aspira ahora a alcanzar un beneficio neto de 1.800 millones y un ebitda de 5.100 millones en 2025 (en ambos casos, 300 millones más que en la anterior previsión) y eleva el suelo de dividendo pasando de los 1,20 euros por acción actuales hasta los 1,40, lo que implica repartir 6.600 millones en cinco años (700 millones más que en la anterior guía).

La compañía reorganizará parte de sus inversiones, adaptando plazos por los problemas de retrasos registrados en las cadenas de suministro globales, con un montante total de 13.200 millones de euros (frente a los 14.000 millones contemplados previamente). El esfuerzo inversor se destina a reforzar su estrategia de seguir creciendo en redes y en renovables, con el objetivo de llegar a 2025 con la mitad de su capacidad de generación eléctrica instalada sea de origen renovable, hasta unos 10.000 megavatios (MW).

Transición imprescindible

Naturgy sigue defendiendo el papel del gas natural como energía de transición imprescindible hacia la descarbonización. La mayor gasista española y mayor operador de centrales de gas reivindica su papel para

dar seguridad de suministro al país tanto de gas (un tercio de todas las importaciones gasistas españolas pasan por sus manos) como de electricidad (por la labor de respaldo de las centrales de ciclo combinado frente a la intermitencia de las renovables). Y en esa carrera la compañía pretende liderar en el mercado español también la revolución de los gases renovables, con dos plantas de biometano ya operativas y otra cincuentena de proyectos en diferentes fases de desarrollo, para lanzarse posteriormente también al hidrógeno verde.

Naturgy aporta más del 30% de todo el gas que llega al mercado español -actualmente transformado en gran hub gasista europeo- y la estrategia de aprovisionamiento de la compañía se ha convertido en un elemento clave de toda su operativa, volcándose en reducir la volatilidad de los precios en sus compromisos de compra con renegociaciones intensas durante toda la crisis energética.

En este ámbito, Argelia tiene un papel crucial. Con las relaciones diplomáticas entre ambos países ahora reconduciéndose tras dos años de choque frontal a cuenta de la situación del Sáhara Occidental, Naturgy sigue negociando con el gigante gasista argelino Sonatrach el precio de venta de gas para este año y el siguiente, tras pactar una subida con carácter retroactivo para todo 2022.

Un proceso complejo y difícil para dos grupos con una relación particular por encima de los vaivenes de las crisis y muy diferente a la que tienen otros grupos energéticos internacionales: porque Sonatrach es accionista de Naturgy (con el 4,1% del capital), porque ambos son socios en el gasoducto Medgaz (la argelina, con el 51%, y la española, con el 49%) y porque el grupo español lleva más de 25 años como comprador de gas argelino y aún le une un contrato de suministro hasta 2030 (a razón de unos 5.000 millones de metros cúbicos de gas cada año), clave para la seguridad de suministro de España.

5.- Cómo se produce la electricidad en España.

vzpopuli.com, 19 de noviembre de 2023.

El sistema eléctrico es un conjunto de infraestructuras que nos permiten disfrutar de energía eléctrica en nuestra vida cotidiana. No es necesario explicar su importancia y la dependencia que tenemos de la electricidad los consumidores domésticos y las empresas de todo tamaño y sector. La cadena de valor del suministro eléctrico la podemos dividir en generación, transporte, distribución y comercialización.

Hoy quiero enfocarme en la generación, en cómo se produce la electricidad a gran escala. Dejaremos de lado el autoconsumo o generación distribuida en la medida en que su relevancia todavía es marginal.

Las primeras centrales eléctricas datan de la década de los 80 del siglo XIX y en aquella época España no estaba tecnológicamente tan lejos de los Estados Unidos como ahora. Más o menos cuando Edison ponía en producción su planta de Nueva York, los empresarios Xifra y Dalmaú hacían lo propio en Barcelona.

Mucho ha llovido desde entonces, muchas bombillas se han encendido y alguna que otra se ha fundido. Hoy en España disponemos de diecisiete tecnologías diferentes para producir electricidad, aunque realmente solo cinco de ellas son principales. Todas tienen ventajas e inconvenientes y aunque vivimos un momento de transición con mucha desinformación, no se dejen engañar: todavía no disponemos de la tecnología perfecta.

Explicándolo de manera sencilla, existen básicamente dos maneras de producir electricidad. La primera sería haciendo girar una turbina que mueve un alternador que genera la electricidad. En este caso, disponemos de diferentes tecnologías para mover la turbina: gas natural, hidroeléctrica, nuclear y eólica. La segunda es la producción fotoeléctrica, que más adelante describiré.

Gas natural

Este combustible se introdujo en la producción eléctrica española para hacer frente al déficit que hubo a finales del siglo pasado y que causó varios apagones; así como para sustituir al carbón. No en vano, España

ha sido uno de los pioneros en desterrar el negro y viejo combustible de su producción eléctrica; y antes lo hubiéramos logrado si el gobierno de José Luis Rodríguez Zapatero no hubiera mantenido las subvenciones al sector.

El gas se puede usar de tres maneras, la primera de ellas, el ciclo combinado, es un proceso de alta eficiencia en el que al quemar el gas natural la explosión provocada mueve una primera turbina (como si fuera un motor de avión) y con el calor residual de esa explosión se produce vapor que, a su vez, mueve una segunda turbina. La cuota de producción en España se sitúa entre el 11% y el 25% anual.

La tecnología de cogeneración consiste en el aprovechamiento del calor residual de un proceso industrial primario, para generar vapor que mueve una turbina. También es de alta eficiencia, ya que el proceso industrial principal se va a llevar a cabo igualmente. Finalmente, tenemos las centrales de gestión de residuos, que es un subtipo de las anteriores, en el que el proceso industrial primario es la incineración de residuos, normalmente urbanos, en grandes incineradoras. La cuota de producción conjunta está entre el 7% y el 12% al año.



Central hidroeléctrica de Iberdrola en Aldeadávila.

Aunque vivimos un momento de transición con mucha desinformación, no se dejen engañar: todavía no disponemos de la tecnología perfecta

El gas, hoy por hoy, es insustituible. La UE lo declaró en 2022 energía verde de transición en un intento de acabar con el carbón en Europa sin poner en riesgo la seguridad de suministro. Como dato curioso hay que recordar que el único voto en contra en toda la UE fue el del gobierno español, a pesar de que en su plan energético no contempla el cierre de estas centrales.

Al sistema eléctrico español le aporta estabilidad en la red de transmisión, apoyo a la integración de las renovables y, al ser gestionable y almacenable, es uno de los pilares de la seguridad de suministro. Es verdad que emite CO₂ y que es la tecnología más cara de las que tenemos, aunque comparado con el carbón, emite un 66% menos de CO₂ y es sensiblemente más barato.

Energía nuclear

La energía nuclear, injustamente denostada hoy en día, fue símbolo de desarrollo económico y tecnológico desde el final de la Segunda Guerra Mundial y hasta los años 80. Pese a la mala fama por su peligrosidad, lo cierto es que los accidentes nucleares han sido muy escasos.

Se basa en el aprovechamiento del calor producido al romper los átomos de determinados elementos químicos, denominados radioactivos. Ese calor se usa para producir vapor que mueve una turbina. La energía eléctrica de origen nuclear, que tiene una cuota estable del 20% anual, no emite CO₂ y el combustible es fácilmente almacenable, gestionable y barato. La calidad de la electricidad que produce es muy alta, lo que contribuye a la integración de renovables y a la seguridad de suministro.

El principal inconveniente radica en la gestión de los residuos que es especialmente delicada, aunque por su alta densidad ocupan un volumen muy reducido, lo que hace sea perfectamente asumible. Al igual que en el caso del gas natural, la UE declaró en 2022 a la energía nuclear como de transición, lo que no ha frenado el plan de cierre nuclear español.

Hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica es, probablemente, la más fácil de entender. Consiste en dejar caer un flujo continuo de agua sobre una turbina hidráulica, normalmente en el curso de un río. Puede ser fluyente si no

hay embalse, aunque lo habitual es que se construya una presa que permita una gestión activa de la reserva de agua. La cuota de producción anual es muy variable, entre el 6% y el 14%.

Esta tecnología no emite CO₂, produce una electricidad barata, de muy alta calidad y es muy flexible, por lo que supone una herramienta básica para la operación del sistema eléctrico. Por el contrario, la cantidad de agua embalsable es limitada y sujeta al nivel de precipitaciones meteorológicas y la densidad energética es baja; es decir, se necesita mucha agua embalsada para producir una unidad de electricidad. Recientemente, a este tipo de instalaciones le han salido numerosos detractores por el impacto medioambiental de los embalses.

Eólica

Es la principal fuente de producción de las denominadas renovables, con una cuota entre el 18% y el 23%. Consiste en colocar un molino a una altura determinada, que gira por el efecto del viento, moviendo un alternador. No emite CO₂, su 'combustible' (el viento) no tiene coste y el nivel de inversión actualmente es asequible, por lo que ofrece una electricidad muy barata. Para España es también una buena opción de cara a reducir nuestra dependencia energética externa.

No deberíamos dismantelar de manera precipitada esta estructura de generación eléctrica, sino profundizar en sus ventajas, en aras de cumplir él con el trilema energético: seguridad de suministro, descarbonización y competitividad

Entre los inconvenientes, cabe destacar que no se puede almacenar el viento, por lo que está sometida a la incertidumbre de la naturaleza. Además, la calidad de la electricidad que produce es baja, provocando inestabilidad en la red que ha de enmendar la nuclear, el gas o la hidroeléctrica. Finalmente, su escasa densidad energética hace que la ocupación del terreno sea muy elevada, por lo que también tiene un fuerte impacto medioambiental.

Fotoeléctrica

Finalmente, tenemos la tecnología fotoeléctrica, antes mencionada. Aquí no hay turbinas, alternadores, ni ninguna pieza que se mueva. Esta tecnología está basada en una propiedad fisicoquímica que tienen determinados materiales (el silicio, principalmente) por la que emiten electricidad cuando son irradiadas con luz solar. Para ello, se construyen placas de este material fotosensible y se exponen a la luz solar. Su cuota de producción se sitúa en el entorno del 10% anual.

Las ventajas e inconvenientes son similares a los de la eólica. Actualmente, requiere menores inversiones, por lo que es más asequible; sin embargo, incide notablemente más que la eólica en la inestabilidad de la red, lo que redundará en una menor seguridad de suministro. Así mismo, su densidad energética es aún más baja, por lo que para alcanzar la cuota de producción mencionada necesitamos cubrir con placas una superficie equivalente a la de la provincia de Ávila.

No podemos obviar tampoco que esta tecnología tiene una fuerte dependencia de ciertos materiales escasos lo que tiene importantes consecuencias geopolíticas. Ya en el año 2022, un informe de la Agencia Internacional de la Energía alertaba de manera contundente: "China domina significativamente todos los segmentos de la cadena de suministro de la energía solar fotovoltaica".

¿Y ahora qué hacemos?

Con el estado actual de la tecnología es imposible conseguir un sistema eléctrico totalmente renovable y no es previsible que se pueda alcanzar ese hito ni siquiera en el largo plazo; sobre todo, considerando el nivel de electrificación social y económica planeada.

El mix eléctrico español es muy bueno y podemos estar muy orgullosos de lo que hemos logrado: está diversificado, es equilibrado, seguro y limpio. Es de los mejores de toda la UE. Si pudiéramos dotarnos de

una regulación menos política, incluso sería de los más baratos. Solo países naturalmente dotados con mucha hidráulica y apoyados con nuclear, como Suecia o Noruega, superan nuestro esquema.

No deberíamos desmantelar de manera precipitada esta estructura de generación eléctrica, sino profundizar en sus ventajas, en aras de cumplir él con el trilema energético: seguridad de suministro, descarbonización y competitividad; y no necesariamente por ese orden.

6.- El blindaje del presidente de Naturgy.

epe.es, 19 de noviembre de 2023.

El contrato de Francisco Reynés (Palma, 1963) contempla indemnizaciones millonarias tanto si es cesado como si se mantiene como presidente pero despojado de sus funciones ejecutivas.



El contrato de Francisco Reynés (Palma, 1963) contempla indemnizaciones millonarias tanto si es cesado como si se mantiene como presidente pero despojado de sus funciones ejecutivas, según se detalla en el Informe de gobierno corporativo del grupo remitido en su momento a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

En caso de salida de la compañía, el presidente percibiría un pago de dos anualidades de su retribución fija y variable, y también 1,25 veces su sueldo fijo para compensar el no cobro de la variable. Esto es algo más de 8,4 millones de euros (dada la retribución total de 2,83 millones percibida el pasado año, con 2,2 millones de parte fija), a los que se sumarían los 13,3 millones que acumula en su plan de pensiones. En total, unos 21,7 millones de euros. Las primeras centrales eléctricas datan de la década de los 80 del siglo XIX y en aquella época España no estaba tecnológicamente tan lejos de los Estados Unidos como ahora. Más o menos cuando Edison ponía en producción su planta de Nueva York, los empresarios Xifra y Dalmaú hacían lo propio en Barcelona.

Si perdiera sus funciones ejecutivas y se quedara como presidente no ejecutivo, la compensación sería la misma pero solo con una anualidad (casi 5,6 millones) si no se cumplieran los objetivos del plan de incentivos a largo plazo, pero podría recuperar el pago de una segunda anualidad extra si se alcanzara la rentabilidad mínima marcada cuando finalice el plan de incentivos

7.- El Gobierno cuenta con recaudar 2.400 millones en 2024 con el regreso del IVA energético al 21% y el Impuesto Especial a la Electricidad.

elperiodicodelaenergia.com, 20 de noviembre de 2023.

Desde mediados de 2021 cuando se bajó el IVA de la luz al 10%, Hacienda ha dejado de recaudar 5.000 millones entre IVA e IEE.

El Gobierno de Pedro Sánchez ya está echando las cuentas de sus próximos Presupuestos Generales del Estado, y entre ellos cuenta con una partida extra de ingresos que procederá, previsiblemente, del fin de las medidas anticrisis que se llevaron a cabo a finales de 2021 y durante 2022 y este año para paliar los altos precios energéticos.

Así, según lo planificado en Bruselas, aunque no está decidido del todo, previsiblemente el próximo 1 de enero se ponga fin a medidas que ayudaron y mucho a tener unas facturas energéticas, de luz y gas, bastante bajas.

Según las cuentas presupuestarias enviadas a Bruselas, el regreso del IVA al 21% en la luz y el gas así como el restablecimiento del Impuesto Especial a la Electricidad generará unos cuantiosos ingresos a las arcas del Estado.

Que el IVA de la luz regrese al 21% tendrá un impacto positivo de 1.016 millones de euros durante todo 2024.

En el caso del IVA del gas, la madera y los pellets, los ingresos que obtendría el Estado serían de 397 millones de euros.

Mientras que con el Impuesto Especial a la Electricidad, su restablecimiento al 5,11% a partir del 1 de enero llenará las arcas en otros 1.032 millones de euros.

5.000 millones sin recaudar

Sólo en el IVA de la luz, el Gobierno ha dejado de recaudar cerca de 2.400 millones desde que anunciara la bajada del IVA al 10% en verano de 2021. En el caso del gas, algo más de 500 millones entre 2022 y este año mientras que con el IEE otros más de 2.000.

Por tanto, la rebaja fiscal energética por la guerra en Ucrania y la crisis de precios arrojó un déficit presupuestario de 5.000 millones (dinero sin ingresar).

Ahora, el restablecimiento de estos impuestos llenará las arcas en 2.400 millones en solo un año.

Por cierto, todo esto significaría una subida importante en las facturas de luz y gas de los ciudadanos españoles. Pero para eso habrá que esperar a ver por qué se decide Bruselas que aboga por mantener algunas de las medidas, veremos si las fiscales también.

8.- La UE simplifica los procedimientos de autorización de instalaciones de energía renovable.

elperiodicodelaenergia.com, 20 de noviembre de 2023.

En el marco del Pacto Verde Europeo, la Unión Europea ha revisado sus objetivos de reducción de emisiones, hasta alcanzar la neutralidad climática en 2050. En el intento de alcanzar esos objetivos, la reciente Directiva UE 2023/2413, del Parlamento y del Consejo, modifica, entre otras, la Directiva 2018/2021, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, e introduce nuevas disposiciones que afectan al procedimiento de autorización de instalaciones de generación de energía a partir de esas fuentes.

La nueva Directiva manifiesta su convencimiento de que la excesiva duración de los procedimientos de autorización administrativa constituye uno de los principales obstáculos para obtener los objetivos indicados y, por ello, se propone acelerar esos procedimientos mediante la adopción de determinadas medidas que los Estados miembros deberán transponer a más tardar el 21 de mayo de 2025 y, en algunos casos, antes del 1 de julio de 2024.

Entre las soluciones propuestas figura la creación de las llamadas zonas de aceleración renovable, esto es, ámbitos territoriales que resulten especialmente adecuados para la instalación de plantas de energía renovable. A tal fin, los Estados miembros deben identificar dichas zonas a través de la aprobación de planes en los que las delimiten como aptas para la instalación de uno o más tipos energía renovable. Nos hallamos ante una pieza esencial del impulso que la Directiva pretende dar a los procedimientos de autorización, puesto que la mayor parte de las disposiciones sobre simplificación de los mismos está condicionada a la calificación previa de zona de aceleración renovable.

Así es en cuanto que la creación de las citadas zonas tiene tres efectos que deberían suponer la simplificación de los procedimientos de autorización de nuevas instalaciones y, con ello, una minoración de los tiempos de respuesta de la Administración. En primer lugar, la creación de dichas zonas debe llevar a la simplificación del trámite de evaluación ambiental. En este sentido, la Directiva prevé que se someta a evaluación la zona de aceleración en su conjunto, de modo que, una vez realizada esa evaluación, los

proyectos que pretendan ubicarse en esa zona no deberán someterse a una nueva evaluación ambiental, salvo que se aprecie que el proyecto puede tener efectos significativos sobre el medio ambiente o se trate de proyectos en zonas fronterizas que puedan afectar a otro Estado miembro.

Asimismo, la Directiva impone una reducción de los plazos de respuesta de la Administración con arreglo a una casuística que diferencia entre tipos de proyecto y atiende a la ubicación de las instalaciones, dando prioridad a las que se sitúen en zonas de aceleración. De este modo, en el caso de una planta de energía renovable situada en una de tales zonas, el plazo para la concesión de todos los permisos necesarios, incluido el de explotación, no podrá exceder de doce meses, ampliable por otros seis como máximo.

Zonas de aceleración

La tercera e importante consecuencia de la creación de las zonas de aceleración es que el silencio de la Administración tendrá valor positivo en lo que se refiere a las autorizaciones intermedias, pero no a lo que la Directiva llama la decisión final, lo que entre nosotros sería la autorización de explotación. Esa regla no se aplicará si el proyecto hubiera debido someterse a evaluación ambiental ni será vinculante para los Estados miembros en cuyo ordenamiento no exista la aprobación tácita o silencio administrativo positivo.

En el caso de España parece inexcusable la transposición de esa regla a nuestro Derecho interno, puesto que el silencio positivo está reconocido con carácter general en la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. En el ámbito de la energía, la modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, llevada a cabo por el Real Decreto-Ley 23/2020, de 23 de junio, ha incorporado el silencio positivo en el trámite de solicitud de informes que el órgano competente para otorgar la autorización debe pedir a otras Administraciones afectadas. Sin embargo, la regla general sigue siendo hoy la del valor negativo del silencio (artículo 131.7 del Real Decreto 1955/2000).

A las medidas mencionadas debe añadirse la imposición del punto de contacto único para todo el procedimiento de aprobación de las autorizaciones necesarias, una especie de ventanilla única a la que podrá dirigirse el interesado durante todo el procedimiento, lo que vale para todo tipo de proyectos, estén o no en una zona de aceleración.

La efectividad real de todas las medidas relacionadas viene condicionada por su transposición a nuestro Derecho interno y por la aplicación que de las mismas hagan las Administraciones competentes. La transposición de halla intensamente determinada por el contenido de la propia Directiva, de modo que aquí las incertidumbres son menores. Donde puede darse un mayor nivel de complejidad que malogre las loables intenciones de la Directiva es en el plano administrativo.

Ahí se plantean preguntas acerca de la interpretación, extensiva o restrictiva, que la Administración pueda hacer de la excepción que obligue a evaluar ambientalmente el proyecto, clave de bóveda de todo este asunto. También es una incógnita saber cómo va a responder la Administración ante la solicitud de autorización de explotación en el caso de instalaciones que hubieran obtenido por silencio la de construcción, por citar sólo algunos aspectos cuya aplicación práctica puede anticiparse como complicada.

9.- Iberdrola, Endesa y Repsol reabren la guerra de ofertas para mantenerse fuertes en el mercado libre.

okdiario.com, 21 de noviembre de 2023.

Iberdrola y Endesa suman clientes en el mercado libre y responden a Repsol con una batería de ofertas.

Iberdrola y Endesa han ganado posiciones en el mercado libre de electricidad este año y se han apresurado a lanzar importantes ofertas para atraer a nuevos clientes de la tarifa regulada. Responden así a Repsol, que también aumenta sus ventas de electricidad con los descuentos que ofrece a sus clientes que paguen a través de la aplicación Waylet, con oferta combinada con gas y combustible inclusive. El resultado es que Iberdrola, Endesa y Repsol han reabierto la guerra de ofertas en un momento en el que la luz se mantiene a precios moderados por el alza de las renovables y la escasa utilización de gas en la generación eléctrica.



Endesa ha logrado aumentar su clientes de electricidad en el mercado liberalizado en 21.000 en los primeros nueve meses del año, mientras que en el conjunto del país pierden algo más de 30.000. La pérdida de clientes de tarifa regulada es una constante en las grandes eléctricas por la irrupción desde hace años de las pequeñas comercializadoras, como Holaluz. Ahora, Endesa tiene 6,85 millones de clientes libres de electricidad.

Iberdrola también ha mejorado sus cifras en el mercado libre. Según sus cuentas, comunicadas a la Comisión Nacional del

Mercado de Valores (CNMV), ha cerrado septiembre con una cuota de mercado en el mercado libre de luz y gas del 27%, frente al 25% de un año antes. Mientras, a nivel global también pierde abonados de luz y gas este año: ha cerrado con 10,6 millones de luz (-2,2%) y 1,27 millones de gas (-6%).

Por su parte, Repsol ha mejorado un 11% las ventas de electricidad en España en el tercer trimestre del año, lo que le ha llevado a duplicar el 6 de septiembre la oferta que puso en marcha en abril y prorrogarla después en octubre hasta después de Reyes, al 10 de enero.

Ante esta situación, las grandes han dado un paso más en sus ofertas. La eléctrica que preside Ignacio Galán está ofreciendo a los clientes que se cambien con ellos 100 euros de regalo en electricidad y mantiene el precio que se pacte ahora durante cinco años.

Mientras, Endesa está ofreciendo un 20% de ahorro en la luz para siempre a sus nuevos clientes. Además, está haciendo una nueva campaña telefónica para captar nuevos abonados ofreciendo 0,12 euros por kilowatio hora.

Iberdrola y Endesa tratan de seguir ganando clientes en el mercado libre y frenar el goteo de bajas que sufren desde hace años. También hacer frente a Repsol, que con su oferta Iluminados regala también 100 euros en Waylet para sus clientes y 40 céntimos por litro de combustible hasta el 10 de enero. Si se contrata la luz y el gas, también se ganan descuentos en el combustible de la petrolera.

10.- Endesa deberá pagar 530 millones por un laudo arbitral, equivalente a la mitad del beneficio hasta septiembre.

cincodias.elpais.com, 20 de noviembre de 2023.

La eléctrica prevé mantener el dividendo para este año pero propondrá cambios en la retribución al accionista a partir de 2024; las acciones retroceden cerca del 2%.

Golpe arbitral a Endesa y con efecto importante en sus beneficios. La compañía deberá pagar 570 millones de dólares (unos 530 millones de euros), equivalente a la mitad del beneficio neto registrado de enero a septiembre (1.059 millones de euros) de este año tras un laudo arbitral en contra.

La Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (ICC) ha determinado que Endesa deberá desembolsar esa cantidad, no provisionada, por la revisión del precio de un contrato de aprovisionamiento a largo plazo de gas natural licuado (GNL), según informó este lunes la compañía a la CNMV. Las acciones de la eléctrica sufrieron un ajuste del 1,8% al inicio de la sesión bursátil, que posteriormente se suavizó hasta el 1,3% en torno a las 15h.

Endesa, controlada por la italiana Enel, explica que la contraparte es una compañía productora de gas natural licuado -cuyo nombre no se revela-, “registrándose un impacto contable en los resultados antes de impuestos de las cuentas consolidadas de Endesa, por el mismo importe”. Tras el laudo, Endesa celebrará el próximo miércoles 22 de noviembre un consejo de administración en el que se propondrán cambios en su política de dividendos para el periodo 2023-2026.



Sede de Endesa, en Madrid

No obstante, la energética prevé que los efectos del laudo no tendrán consecuencias en el importe del dividendo previsto a abonar a sus accionistas para este 2023. “Se comunicará oportunamente al mercado”, precisaron fuentes de la compañía. Para este año, el grupo prevé abonar un dividendo de 1 euro, asunto que queda confirmado, mientras que para 2024 la previsión era de 1,2 euros y para 2025 se situaba en los 1,4 euros.

Impacto contable en cuarto trimestre

El gigante energético tenía previsto actualizar el jueves el plan estratégico para 2023-2026 y dar a conocer los nuevos objetivos de beneficio y dividendo para ese periodo. El abono de los 530 millones de euros fijado en el laudo impactará, en primer lugar, en el resultado contable del cuarto trimestre y en el del conjunto del año (la previsión de beneficio neto ordinario para todo 2023 oscilaba entre 1.400 o 1.500 millones de euros) y también en la política de remuneración para los accionistas en los dos próximos ejercicios.

Para 2023, 2024 y 2025, el objetivo que se había marcado el Consejo de Administración era que el dividendo ordinario por acción a repartir en esos tres ejercicios “fuera igual al 70% del beneficio ordinario neto atribuido a la sociedad dominante en las cuentas anuales consolidadas del Grupo”.

En el laudo arbitral conocido este lunes, la empresa demandante solicitaba 1.270 millones de dólares (1.163 millones de euros), cantidad que ha quedado reducida en laudo en los citados 570 millones de dólares. Endesa tiene pendiente otro arbitraje, del que ya informó, de menor importe (demanda de 557 millones de dólares) derivado también de discrepancias por los precios del gas natural licuado, cuya conclusión no se espera que se produzca hasta el segundo semestre de 2024.

Deuda

La noticia del pago del primer laudo es negativa para la compañía, explican los analistas de Bankinter ya que el desembolso de los 530 millones de euros supondrá el 2,6% de la capitalización bursátil del grupo (530 millones de euros frente a los 20.742 millones de euros). En cuanto a la deuda neta, esta era de 11.600 millones de euros a finales del tercer trimestre y este desembolso supondría aumentar su endeudamiento en un 4,6%, añaden los expertos de la firma de análisis.

11.- Enel prepara un plan de reducción de costes para sus seis grandes países.

eleconomista.es, 21 de noviembre de 2023.

La compañía ha logrado ya el 50% del plan de desinversiones previsto de 21.000 millones.



Flavio Cattaneo, consejero delegado de Enel

Enel afronta una semana clave para su futuro. El nuevo consejero delegado de la eléctrica italiana, Flavio Cattaneo, dará a conocer este miércoles la nueva estrategia de la compañía. La intención del nuevo directivo es poner en marcha un plan de racionalización y optimización de los costes de las actividades y procesos del grupo en todas las geografías con el objetivo de mejorar la asignación de capital maximizando el rendimiento de las inversiones, aumentando la eficiencia y simplificando la estructura del grupo mediante la concentración geográfica en los seis países principales (Italia, España, Estados Unidos, Brasil, Chile y Colombia).

La compañía ha llevado a cabo ya cerca del 50% del programa de desinversiones previstos en el vigente plan por cerca de 21.000 millones de euros, pero no está dispuesta a desprenderse de activos a cualquier precio. Endesa, por ejemplo, se esperaba que vendiera parte del negocio del gas natural en España pero, por contra, busca inversores para una participación en una cartera de energías renovables.

La eléctrica incluye dentro de este plan de desinversiones la salida el próximo año de sus negocios en Argentina, Perú y Rumanía, así como la posible venta de parte de su negocio de gas en España, la cristalización del valor de su negocio de renovables, la venta de Ceará en Brasil y buscará valorizar también su negocio de renovables en EEUU en 2024 así como el de movilidad.

La compañía, propietaria de un 70% de Endesa, tenía previsto invertir 37.000 millones hasta 2025, de los que 8.640 millones irán destinados a España. La intención de la italiana es alcanzar un beneficio de 7.000 a 7.200 millones en 2025, lo que supone un 10- 13% más.

Más renovables

Para los próximos ejercicios, la empresa espera poder construir 21 GW de renovables que se repartirán entre 9 GW en Europa, 10 GW en Estados Unidos y Latinoamérica y 2 GW en países prometedores. Concretamente, los seis países clave del grupo recibirán 19 GW de los que 4,75 GW corresponderán a España, con un 25% de cuota de esta inversión que sólo es superada por EEUU con un 27%.

La compañía se comprometía también a repartir un dividendo mínimo por acción de 0,43 euros por título.

Endesa se lanzará además a la compra de energía renovable a productores independientes. La eléctrica ha cerrado ya acuerdos de compra de electricidad a largo plazo por 2 TWh/ año y aspira a elevarlos hasta los 10-11 TWh para el año 2030, es decir, incrementará las compras a razón de 1 TWh anual.

Con esta energía Endesa podría abastecer en estos momentos a todos sus clientes en el mercado regulado. La eléctrica comercializa un total de 80 TWh al año (10 TWh para el PVPC) por lo que los contratos de compra supondrían alrededor del 12% de sus actuales ventas y cerca de un 4% del consumo nacional total (260 TWh).

La compañía habitualmente se ha encontrado corta de capacidad de generación frente a su elevada cartera de clientes (más de 10 millones en España), lo que hace necesaria estas operaciones para poder tener controlados los costes de su suministro energético.

12.- CNMC investiga a la distribuidora de Naturgy y a sus matrices por posible abuso de posición de dominio.

vozpopuli.com, 143 de noviembre de 2023.

La compañía habría llevado a cabo una estrategia "exclusionaria", una serie de prácticas de cierre de mercado, así como la imposición de condiciones discriminatorias a terceros competidores.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha iniciado un expediente sancionador contra UFD Distribución Electricidad, sus matrices Holding Negocios Electricidad y Naturgy Energy Group (Grupo Naturgy), y la empresa subcontratada Lean Grids Services por un posible abuso de posición de dominio. Según detalla el organismo en un comunicado, la compañía habría llevado a cabo una estrategia "exclusionaria", una serie de prácticas de cierre de mercado, así como la imposición de condiciones discriminatorias a terceros competidores en el mercado de instalación de equipos y prestación de servicios de medida en los puntos de suministro tipos 3 y 4. Estas prácticas vulneran el artículo 2 de la Ley 15/2007 de 3 de julio de Defensa de la Competencia (LDC) y el artículo 102 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE).

La investigación se inició a partir de una denuncia de Axon Time y Enerlin Ingenieros contra UFD por prácticas contrarias a la citada normativa y de la información reservada que llevó a cabo la Dirección de Competencia. Ante la sospecha de posibles prácticas anticompetitivas, la CNMC inspeccionó incluso dos sedes del Grupo de Naturgy. La incoación de este expediente no prejuzga el resultado final de la investigación. Se abre ahora un periodo máximo de 24 meses para su instrucción y resolución.

13.- Las energéticas abonan el boom del hidrógeno verde en España con planes de 30.000 millones.

lainformacion.com, 14 de noviembre de 2023.

Grupos como Iberdrola, Endesa, Naturgy, Repsol, Cepsa, BP, EDP, Enagás o Maersk cuentan con una 'megacartera' de 110 proyectos .

Las compañías pulverizan ya los objetivos oficiales con planes con 16.500 MW de potencia, un 50% por encima de la meta fijada por el Gobierno para 2030.

El Ejecutivo ha aprobado ya el reparto de ayudas de más de 560 millones con fondos europeos a más de 80 proyectos..

España se prepara para la que está llamada a ser la próxima revolución energética. Grupos energéticos e industriales cuentan con más de un centenar de proyectos para aprovechar el nuevo filón del hidrógeno verde (que utiliza electricidad procedente de energías renovables para su generación) y que busca ser crucial para impulsar la ineludible descarbonización de la economía al servir para sustituir el gas natural por un gas verde sin emisiones en los sectores económicos que tiene difícil la electrificación de sus procesos.

Compañías españolas e internacionales cuentan con una 'megacartera' de proyectos en el mercado español que pulveriza los objetivos de producción de hidrógeno renovable a los que aspira para 2030 el Gobierno, que ha disparado su ambición en el borrador de plan verde español para esta década enviado a la Comisión Europea y que busca convertir España en el primer gran hub hidrógeno renovable del mundo.

Los grupos empresariales tienen ya planes para desarrollar 112 proyectos concretos de producción y uso de hidrógeno verde antes de 2030, con una potencia conjunta de electrolizadores (que ejecutan el proceso que permite separar las moléculas de hidrógeno del agua) de más de 16.500 megavatios (MW) en España, según los últimos datos actualizados y recabados por la Cátedra de Estudios del Hidrógeno de la Universidad Pontificia Comillas.

Grupos como Iberdrola, Endesa, Naturgy, Repsol, Cepsa, Enagás BP, EDP, Acciona, Exolum, Redexis, Reganosa o la naviera Maersk figuran entre el largo listado de compañías con proyectos de hidrógeno verde en diferente estado de madurez en su proceso de diseño y definición. Los planes acumulan inversiones previstas de más de 30.000 millones de euros, que pueden dispararse ya que casi de la mitad de los planes recogidos en el listado aún no especifica las inversiones que requeriría su ejecución.

Desbordando el objetivo



La potencia conjunta de la cartera de proyectos diseñados por energéticas y grupos industriales se sitúa un 50% por encima del objetivo que ha marcado el Ministerio para la Transición Ecológica, comandado por la vicepresidenta Teresa Ribera, en la nueva versión de Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) que aún debe ser aprobada por Bruselas. El 'megaplán' verde revisado contempla una previsión de que España llegue a 2030 con una potencia de electrolisis para producir hidrógeno verde de 11.000 MW. Una nueva meta que ya casi triplica el modesto objetivo de sólo 4.000 MW que se planteaba en la Hoja de Ruta del Hidrógeno aprobada previamente.

Las compañías están desplegando muchos de estos proyectos a través de los conocidos como valles regionales del hidrógeno, unos ecosistemas empresariales públicos-privados que facilitan la conexión entre productores y consumidores del gas verde. Hasta once valles del hidrógeno se han proyectado en España repartidos por Puertollano (Ciudad Real), Andalucía, Cataluña, Extremadura, País Vasco, Galicia, Castilla y León, Murcia, Aragón y también Mallorca, y en conjunto la inversión prevista de las iniciativas asciende a 21.900 millones de euros de cara al 2030, según el censo de la Asociación Española del Hidrógeno (AEH2).

Una gran mayoría de los proyectos aún se encuentra en unas fases primigenias y no se pueda dar enteramente por seguro que acaben funcionando. De los más de 100 proyectos, sólo cinco están ya operativos y ocho en construcción, mientras que una treintena han iniciado los trámites administrativos para conseguir los permisos y el resto hasta una sesentena aún están en fase de estudio de factibilidad del proyecto, según datos de la Universidad de Comillas.

560 millones en ayudas

El plan español pasa por armar un ecosistema energético e industrial para abrazarse a la revolución del hidrógeno verde como parte de la transición energética del país y para ello se busca aprovechar el maná de los fondos europeos para impulsar ese tejido de investigación, desarrollo, producción y casos de uso.

El Gobierno ha puesto en marcha seis programas de ayudas para proyectos ligados al hidrógeno verde con cargo al Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) y otro más para los proyectos importantes de interés común europeo (IPCEI) aprobados por la Comisión Europea. En total, el Ejecutivo ha aprobado el reparto de ayudas por un total de más de 560 millones de euros para 81 proyectos, aunque han optado a ellas más de 300.

El Ministerio para la Transición Ecológica, a través del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), ha activado procesos de reparto de subvenciones con un presupuesto conjunto de 490 millones de euros en ayudas para financiar parte de las iniciativas de las compañías, a través de dos convocatorias para proyectos pioneros y cuatro para diferentes proyectos de toda la cadena de valor del hidrógeno. Además, el Consejo de Ministros aprobó 74 millones para respaldar cuatro proyectos catalogados como IPCEI por Bruselas.

El Gobierno lanzó hace un año el proyecto estratégico de recuperación y transformación económica (PERTE) vinculado a las energías renovables y el hidrógeno verde dotado inicialmente con 6.900 millones de euros de fondos europeos y luego ampliado hasta los 7.900 millones, y que busca movilizar otros 16.000 millones de inversión privada. Como parte del plan, se destinan 1.555 millones de fondos públicos al hidrógeno renovable para movilizar otros 2.800 millones de capital privado, para que España tenga un papel relevante en la revolución del hidrógeno verde.

14.- Acciona Energía, Repsol Renovables, Altano Energy y Greenalia se posicionan para afrontar los nuevos retos del mercado.

lavanguardia.com, 20 de noviembre de 2023.

Europa ha sido pionera en la adopción y promoción de energías renovables, estableciendo objetivos ambiciosos para combatir el cambio climático y reducir la dependencia de los combustibles fósiles.

Sin embargo, a medida que el continente avanza en sus metas de descarbonización, el camino hacia una transición energética sostenible afronta diferentes desafíos muy vinculados a los retos de la propia velocidad del despliegue, situando a Europa ante una década crucial en su transición hacia un futuro energético sostenible.

Con la creciente generación de energías renovables intermitentes, como la solar y la eólica, la integración en la red eléctrica se convierte en un desafío y hace que sean necesarias y urgentes nuevas soluciones enfocadas al almacenamiento, la gestionabilidad de la demanda eléctrica, el aprovechamiento de toda la capacidad existente y la modernización de la red eléctrica. El sector de las energías renovables está entrando en una fase de transformación material en la que la dinámica del mercado es muy distinta a la del pasado reciente. Si históricamente las renovables vivieron un primer boom fundamentado en ayudas públicas y subvenciones, con la adjudicación de tarifas fijas a largo plazo, la situación hoy es muy distinta.

Actualmente, las renovables compiten sin ayudas, en un mercado liberalizado, y son las tecnologías más económicas, más rápidas en cuanto a su velocidad de despliegue, y también, las que aportan mayor independencia energética al sistema. Pero también es cierto que su entrada masiva viene de la mano de nuevos fenómenos y retos.



Como ejemplos de ello, la extrema volatilidad de precios en un mismo día o semana, o la gran variabilidad en la tecnología que opera en un momento dado, dependiente del recurso solar, eólico o hídrico. Factores que determinan nuevas necesidades en el sistema, así como habilidades en las empresas que quieran competir en esta nueva época.

Dentro de los nuevos retos se encuentra, entre otros, el riesgo de canibalización, especialmente en proyectos fotovoltaicos. Debido a la gran

capacidad de energía solar que se espera que entre en la red, en el medio y corto plazo, se prevé que exista durante muchas horas ofertas de generación muy superior a la demanda, que puede resultar en precios capturados muy bajos.

Este reto se puede convertir en una oportunidad para plantas de generación que cuente con capacidad de almacenamiento y también es un riesgo que se puede mitigar por compañías que estén diversificadas tecnológica y geográficamente. Adicionalmente, se empiezan a observar saturaciones en nudos de la red eléctrica que están empezando a ocasionar vertidos de energía, lo que conlleva una necesidad urgente de inversión; tanto en la adecuación de la infraestructura de la red o como en la instalación de proyectos de almacenamiento que permitan integrar la nueva generación renovable intermitente.

Otro reto en el sector está siendo el retraso de los proyectos y las dificultades en la tramitación de los permisos de los proyectos de energía renovable, resultando en un riesgo de consecución de hitos regulatorios, de financiación y, en última instancia, del cumplimiento de los objetivos del PNIEC y objetivos de descarbonización.

Europa compite con otras regiones en términos de tecnología, experiencia y exportaciones en el sector de las renovables, por lo que mantener una posición de liderazgo exige inversiones, innovación y visión de futuro, además de la armonización de las políticas y regulaciones de los diferentes países europeos.

PREPARADAS PARA EL FUTURO

Hay compañías que han sabido adaptarse mejor a la evolución y cambios del sector, estando muy bien posicionadas para transformar los retos en oportunidades y mitigar los riesgos que se presentan en el mercado hoy en día. Son aquellas compañías que han podido diversificar en tecnologías, desarrollar sistemas de almacenamiento, proyectos de hibridación tecnológica o implantar procesos de gestión de la energía más activa.

Algunos de los principales actores estratégicos, bien posicionados en este mercado, además de las utilities, son compañías ya consolidadas como Acciona Energía o Repsol Renovables, o productores independientes (IPPs) emergentes como Altano Energy y Greenalia, que han sabido desarrollar una visión, estrategia y capacidades adaptadas a estos nuevos retos. Sus estrategias, en muchos casos diferenciales, les puede permitir jugar un papel clave en la transformación del sector y aprovechar las oportunidades que se van a generar debido a estos cambios estructurales del mercado.

Repsol Renovables ha conseguido en poco tiempo crecer hasta convertirse en una empresa muy bien posicionada en la transición energética. La transición de una empresa del negocio del petróleo y el gas, hacia un negocio de energías renovables es un reto enorme, y es una transformación que convertirá a la histórica petrolera en una compañía muy distinta.

El objetivo de la compañía en cuanto a inversión en generación de proyectos renovables es tener 6 GW de potencia instalada en 2025 y 20 GW en 2030. Además de un crecimiento en diferentes tecnologías, como son la eólica, hidroeléctricos y fotovoltaica, Repsol Renovables también ha crecido en nuevos mercados, expandiendo su cartera a Chile y EE. UU. Adicionalmente, la compañía está centrando muchos de sus esfuerzos en nuevos vectores energéticos como el hidrógeno verde.

Acciona Energía es una compañía energética global que, desde hace más de 30 años, opera exclusivamente en tecnologías renovables. Sin legado fósil en su trayectoria, la compañía se ha situado en vanguardia del proceso de descarbonización, y en la actualidad opera cerca de 13 GW de proyectos de diferentes tecnologías en todo el mundo.

Apuesta por soluciones de generación a partir de fuentes renovables, por nuevas soluciones energéticas como el almacenamiento en baterías o el hidrógeno verde, y por servicios como la recarga inteligente de vehículos eléctricos. Acciona Energía se ha posicionado como líder del sector energético por su visión para adelantar y anticipar los nuevos retos del mercado y centrarse en soluciones del futuro, respaldada por su capacidad técnica y su excelencia operativa.

Altano Energy ha emergido recientemente como una plataforma independiente enfocada en la diversificación tecnológica, la flexibilidad que ofrece el almacenamiento y las hibridaciones. Una estrategia que le diferencia de la mayoría de las plataformas en el sector que han crecido con una única tecnología. Altano ha conseguido algunos hitos muy destacados en este ámbito, como son la primera financiación híbrida para hidro y solar con Banco Santander; o el primer contrato híbrido de compraventa de energía (PPA) con Engie.

Actualmente presente en España e Italia, Altano cuenta con una cartera de cerca de 2 GW en diferentes fases, incluyendo proyectos eólicos, solares y mini-hidráulicos, combinados con proyectos híbridos y de almacenamiento. Esta cartera, combinada con un enfoque industrial, y con un equipo directivo de primer nivel y con amplia experiencia internacional, posicionan a Altano Energy en una situación privilegiada para liderar la transformación del sector.

Otra compañía bien posicionada en este nuevo mercado es Greenalia, compañía que tiene como actividad principal la generación y venta de energía eléctrica con fuentes renovables. Actualmente la compañía está presente en seis tecnologías: eólica onshore, eólica offshore, solar fotovoltaica, biomasa, almacenamiento e hidrógeno. Es un productor independiente de energía con actividad en España y EEUU y también tienen perspectivas muy ambiciosas para el corto y medio plazo. En su Plan de Negocio para el periodo 2024-2028, centra su estrategia en la diversificación tecnológica y la ampliación de nuevos mercados.

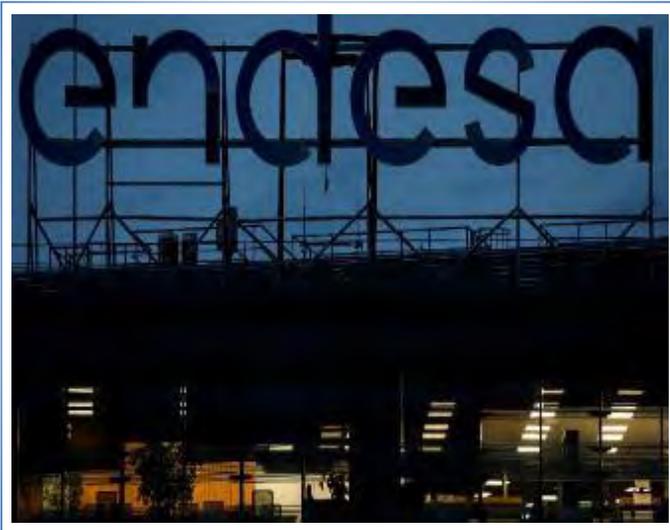
15.- Endesa debe pagar dividendos de 1,2 y 1,4 euros en 2024 y 2025 para 'cumplir' con el mercado.

eleconomista.es, 22 de noviembre de 2023.

Actualmente, estas retribuciones rentan un 6,2% y un 7,3% en cada caso.

En la semana en la que Endesa celebrará su Capital Markets Day se conocía que la compañía debe pagar 530 millones de euros a una empresa de gas natural -cuyo nombre no quisieron desvelar- tras perder un arbitraje internacional por la revisión del precio de un contrato de aprovisionamiento a largo plazo.

El pago de este laudo, que tendrá impacto en los resultados de este mismo año -se come algo más de un 35% del beneficio neto esperado para este ejercicio por los expertos, de 1.513 millones de euros-, hizo saltar rápidamente las alarmas sobre la capacidad de la compañía para cumplir con su plan de retribución. Por el momento, el consenso de analistas que agrupa FactSet no ha cambiado sus previsiones pudiendo reflejar un posible impacto de esta sanción en la retribución futura de la compañía. De hecho, los expertos continúan confiando en que Endesa sea capaz de incrementar la retribución a sus accionistas un 36% en solo dos ejercicios. Así, las estimaciones sitúan el dividendo para los próximos ejercicios en los 1,20 euros por acción en 2024 y los 1,40 euros en 2025. Estos montos, que romperán con la política de pago único y se repartirán en dos por ejercicio -uno en enero y otro en julio- ofrecen actualmente rentabilidades de las más elevadas del sector energético español, del 6,2% y el 7,3% respectivamente. Consulte aquí el calendario de dividendos.



Este crecimiento que esperan los analistas se produce, además, con la compañía tratando de cumplir con su propio objetivo de un payout (el porcentaje de los beneficios que se destina al dividendo) del 70%, frente al 100% que destinaban antes del último Plan Estratégico, presentado en 2022. No obstante, el consenso de analistas que recoge FactSet espera payout algo por encima del 70% para los próximos ejercicios.

Asegurar el pago de 2023

Ante la noticia que se conoció este lunes, Endesa se adelantó a asegurar que tratará que este laudo no perjudique al dividendo que se repartirá con cargo a 2023. Sobre los beneficios generados este ejercicio, el consenso de mercado que recoge FactSet espera que la energética reparta 1,03 euros por acción, que sobre precios actuales ofrecen un 5,3% de rentabilidad. "Este laudo probablemente elevará la deuda neta por encima del objetivo de ebitda de 2,2 veces de la empresa de servicios públicos. La Gestión busca mantener intacto el pago de 1 euro por acción de este año, pero la revisión propuesta del plan 2024-26 puede presentar menos énfasis en dividendos fijos versus flexibles, lo que hace que los mercados vean el próximo Markets Day como un catalizador clave", explicaban desde Bloomberg Intelligence al conocerse la noticia. Este evento tendrá lugar mañana mismo, jueves 23 de noviembre, y en él la compañía revisará su Plan Estratégico -hoy mismo lo hará su matriz, Enel (uno de los valores de Tressis Cartera Eco30), por primera vez con Flavio Cattaneo al mando tras el relevo de Francesco Starace-.

Con todo este contexto que pone en peligro la retribución, cabe recordar que la firma es clara en su política de dividendos 2022-2025 y asegura que "la capacidad de Endesa de distribuir dividendos entre sus accionistas depende de numerosos factores, incluyendo la generación de beneficios, la disponibilidad de reservas distribuibles y la situación de liquidez, y no puede asegurarse los dividendos que, en su caso, vayan a pagarse en los ejercicios futuros ni cuál será el importe de los mismos".

16.- La nueva Enel apuesta por España: invertirá casi 36.000 millones hasta 2026, el 25% en Endesa.

elperiodicodelaenergia.com, 22 de noviembre de 2023.

La eléctrica italiana quiere poner el foco en las redes eléctricas en el mercado ibérico y no tanto en la generación renovable.

Enel prevé unas inversiones brutas de 35.800 millones de euros para el periodo 2024 y 2026, centrándose en el negocio de redes, donde se dan unos marcos regulatorios “justos y estables”, y siendo menos intensivo en capital y riesgo en energías renovables, según la actualización de su plan estratégico anunciado por la compañía.

Esta cifra representa así una ligera contención con respecto al plan anterior, en el que estimaba unas inversiones de unos 37.000 millones de euros para el periodo 2023-2025.

Enel, principal accionista de la española Endesa con una participación del 70%, concentrará sus inversiones en seis países principales en los que puede aprovechar su posición integrada: Italia, España, Brasil, Chile, Colombia y Estados Unidos.

De esta manera, el 49% de las inversiones brutas en el periodo del grupo tendrá por destino Italia, el 25% a Iberia -Endesa-, el 19% a Latinoamérica y el 7% a Norteamérica.

Nueva estrategia

En su estreno como consejero delegado en un Capital Markets Day del grupo Enel, Flavio Cattaneo, indicó que esta nueva estrategia “tiene como objetivo transformar el Grupo Enel en una organización más eficiente, más flexible y resistente, lista para afrontar los desafíos y aprovechar las oportunidades que puedan surgir en el futuro”.

En concreto, de este esfuerzo inversor para los próximos tres años de la energética italiana, más de la mitad -unos 18.600 millones de euros- se destinarán a Redes, centrados en la mejora de la calidad, la resiliencia y la digitalización, junto con nuevas conexiones, confirmando “la centralidad de los negocios regulados” en la estrategia del grupo.

Mientras, algo más de un tercio de la inversión -unos 12.100 millones de euros se focalizarán en crecer en energías renovables, “con decisiones de inversión más selectivas, invirtiendo en energía eólica terrestre, solar y almacenamiento en baterías, al mismo tiempo que se aprovecha la repotenciación”, afirmó la compañía con motivo de su Capital Markets Day. Unos 3.000 millones de euros de inversión serán para el negocio Clientes.

Cattaneo añadió al respecto que en los próximos tres años la compañía adoptará “un enfoque más selectivo” en las inversiones, “para maximizar la rentabilidad y minimizar riesgos”, centrándose en sus principales países.

Enel espera que las inversiones requieran menos necesidades de efectivo para el grupo, con unas inversiones netas esperadas de aproximadamente de unos 26.200 millones de euros, gracias también al acceso a la financiación europea y a un nuevo modelo de negocio basado en asociaciones.

Beneficio de hasta 7.300 millones y mantiene dividendo

Con este plan, la empresa italiana espera que en 2026 su resultado bruto de explotación (Ebitda) ordinario se eleve hasta entre 23.600 y 24.300 millones de euros y alcanzar un beneficio neto ordinario de entre 7.100 y 7.300 millones de euros.

En lo que respecta a la retribución al accionista, el objetivo del grupo es también una política de dividendos “sencilla y atractiva”, indicó, con un dividendo por acción fijo mínimo de 0,43 euros para el periodo 2024-2026 -

en línea con el periodo anterior-, con un potencial de incremento de hasta el 70% del 'payout' sobre el beneficio neto ordinario si se logra la neutralidad del flujo de caja.

Asimismo, con su nueva estrategia Enel espera aumentar su generación de caja, con flujos de caja totales generados a partir de la gestión operativa (FFO, por sus siglas en inglés) que ascenderán a unos 43.800 millones de euros.

Plan de reducción de costes por unos 1.200 millones

Además, la energética italiana espera lograr una reducción de costes global de aproximadamente 1.200 millones de euros en 2026, de los cuales aproximadamente 1.000 millones de euros procederán de eficiencias logradas mediante la redefinición de los procesos de negocio.

También prevé que la implementación del plan de desinversiones produzca un impacto positivo en su deuda financiera neta estimada de unos 11.500 millones de euros entre 2023 y 2024 con unos ingresos de unos 8.000 millones de euros que espera que se concreten en 2024.

Venta de activos en Perú

Por otra parte, el grupo anunció también la venta de sus activos de generación en Perú a Niagara Energy por unos 1.400 millones de dólares (unos 1.282 millones de euros).

Se espera que la transacción, que estima un valor empresarial global para las sociedades peruanas de alrededor de 2.100 millones de dólares (unos 1.923 millones de euros), reduzca la deuda neta consolidada del grupo en unos 1.600 millones de euros entre 2023 y 2024.

17.- El cierre nuclear en España tendrá una factura de 22.600 millones para empresas y consumidores.

vozpopuli.com, 22 de noviembre de 2023.

La decisión tendría un encarecimiento de la producción eléctrica en términos de costes directos y que tendría que ser soportado inevitablemente por las empresas y consumidores españoles

El actual calendario de cierre de las centrales nucleares conllevaría una dependencia de otras fuentes de energía y un encarecimiento de la producción eléctrica que podría alcanzar 22.600 millones de euros. Una cifra que llegaría por costes directos y que tendría que ser soportado inevitablemente por las empresas y consumidores españoles.

Esta es una de las conclusiones que salen del estudio '¿Verde, competitiva y segura?' que ha realizado el think tank OIKOS en colaboración con la consultora AFRY. La investigación asegura que un cierre anticipado de las centrales nucleares, comparado con un escenario alternativo de cierre al término de su vida útil técnica similar al de otros países, provocaría en España tantos gases de efecto invernadero como genera nuestro país en tres años de emisiones medias.

El informe subraya que las centrales nucleares aportan robustez al sistema eléctrico español por ser una tecnología libre de emisiones de efecto invernadero, contribuir a reducir el coste del mercado eléctrico y garantizar una fuente de energía fiable e independiente de las condiciones meteorológicas.

Además, este cierre anticipado conduciría a una fuerte caída del margen de reserva, situándolo por debajo de niveles aceptables para un suministro seguro que haría necesario recurrir a combustibles fósiles.

Nucleares para reducir las emisiones

Para Luis Quiroga, cofundador de Oikos, “la ampliación de la vida útil de las centrales nucleares ayudaría a garantizar la seguridad del suministro del sistema, conduciría a una reducción de las emisiones de carbono y contribuiría a reducir el coste total de la generación eléctrica”.

En todos los escenarios considerados en el informe, y gracias a la progresiva transición hacia fuentes de energía renovable, que en España son viables económicamente a un coste inferior al de la generación a partir de combustibles fósiles, se espera una reducción progresiva de los precios de la electricidad.

El informe constata que, a partir del año 2030, podrían conseguirse costes energéticos comparables a los niveles históricos e inferiores a los proyectados en un entorno europeo descarbonizado, lo que dejaría a España mejor posicionada que otros países del entorno a la hora de conseguir una ventaja de costes de producción para actividades intensivas en consumo energético y para políticas activas de industrialización.

No obstante, es de esperar que, como consecuencia del abandono de la generación eléctrica de origen fósil, se produzca un empeoramiento del margen de reserva que difiere mucho en función de las distintas políticas propuestas y que, en algunos casos, puede poner en peligro la seguridad del suministro.

Seguridad de suministro

“Es fundamental incorporar la seguridad de suministro al debate de las políticas de transición energética, dotándonos de un marco que permita desarrollar soluciones efectivas y es necesario fomentar la inversión en infraestructuras que aumenten la flexibilidad del sistema eléctrico, particularmente en soluciones de almacenamiento de larga duración”, añade Quiroga.

Esa flexibilidad favorecería la creación de un entorno atractivo para la inversión en energías renovables. Se amortiguaría así la fuerte canibalización de la energía fotovoltaica, que puede provocar que dejen de ser rentables y desincentiven inversiones adicionales al tiempo que ponen en peligro la continuidad de la transición energética.

Entre las diferentes soluciones flexibles, el almacenamiento por bombeo, con una duración superior al de las baterías disponibles en la actualidad, podría ser clave para facilitar el crecimiento sustancial de las energías renovables y su integración en el sistema eléctrico, pues España dispone de un potencial no desarrollado de suficiente tamaño como para favorecer su máximo aprovechamiento.

La cuestión del almacenamiento, largamente ausente en las políticas actuales, resulta clave para cimentar una transición energética sostenible.

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



SIE_Iberdrola + SIE_Endesa + SIE_Naturgy + SIE_REE + SIE_Viesgo + SIE_CNAT + SIE_Engie + SIE_Nuclenor + SIE_Acciona Energía

SIE SINDICATO FUERTE E INDEPENDIENTE DEL SECTOR ENERGETICO
SIEMPRE CON LOS TRABAJADORES, EN DEFENSA DE SUS DERECHOS

siempre adelante