NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

27 de octubre de 2026

1

Urgen a desarrollar al menos cinco días de almacenamiento de gas ante riesgos en el sector eléctrico

Ante la nula capacidad de inventarios, especialistas urgen a fijar un piso mínimo de reserva física y conectividad de red.

El reciente reconocimiento por parte de la Secretaría de Energía (Sener) sobre la crítica falta de infraestructura de almacenamiento de gas natural en México encendió las alarmas de la industria. Esto se debe a que entre el 70% y 80% del gas natural consumido en el país proviene de importaciones de Texas. Esta dependencia impacta de inmediato en la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ya que entre el 50% y 60% de la generación de energía depende en línea directa de dicha molécula.

Hoy en día, la capacidad de inventario estratégico real en el territorio es nula. La consecuencia de esto es la exposición de la planta industrial a paros técnicos y apagones generalizados ante contingencias climatológicas o arbitrajes políticos en la frontera norte.

Ante este escenario de riesgo sistémico, se llevó a cabo el panel *«La dependencia estructural del gas natural importado de Texas y su riesgo para la industria»*, organizado por Energy News dentro de la Semana del Combustible 2026.

Durante el encuentro, los especialistas coincidieron plenamente en la necesidad urgente de establecer un inventario mínimo de protección que brinde resiliencia y actúe como un seguro de cobertura para las cadenas de valor nacionales.

Abril Moreno, socia directora de la consultora P21 Energía, introdujo en el debate la propuesta de establecer una meta urgente de al menos cinco días de almacenamiento estratégico, basado en los objetivos sectoriales de 2018, antes de perseguir coberturas inviables como los 40 días que ostenta Estados Unidos.

Alcanzar este piso de protección implica resguardar un volumen neto de 45,000 millones de pies cúbicos frente a los niveles de consumo actuales, consideró.

“Con 5, 6 o 7 días nos podría beneficiar bastante. No necesitamos 40 días de almacenamiento, pero sí necesitamos ser más estratégicos”, señaló.

Respecto a la viabilidad financiera, Moreno argumentó que el desarrollo de estos proyectos de infraestructura en la Cuenca de Burgos, Coahuila, puede resolverse sin presionar el presupuesto público.

La también directora general de Energía a Debate propuso formalmente un esquema de Asociaciones Público-Privadas (APPs) bancables donde el Estado ponga la tierra en renta para el desarrollo de cavernas salinas y los inversionistas privados absorban el riesgo de capital bajo acciones preferentes.

Asimismo, contrastó la rentabilidad de estas obras frente al volumen de hidrocarburos que Pemex destruye de forma regular en sus campos.

“El volumen equivalente a 20 días de almacenamiento es lo que México desperdicia y quema al año en la atmósfera a través de sus quemadores de gas”, apuntó.

En relación con lo anterior, David Rosales, socio director de la firma Elevation Ideas, señaló que conservar cinco días de inventario hacia el año 2036 es apenas un paso transitorio, estimando que para 2050 la matriz de generación eléctrica demandará entre 10 y 15 días de respaldo operativo (cerca de 100 BCF).

La proyección toma sentido al evaluar que la demanda diaria nacional ya ronda los 9,100 millones de pies cúbicos (BCF) y registra picos de 9,500 BCF durante el verano. El consultor cuestionó el diseño logístico de la red de transporte y advirtió que el almacenamiento aislado junto al Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS) resultará inútil sin interconexiones físicas hacia las redes privadas desarrolladas para la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

“De nada le va a servir a Sonora o a Guadalajara que exista una caverna en Veracruz o en el sureste, o un proyecto salino en Chihuahua o en Coahuila, sin estas interconexiones”, subrayó.

Rosales reprochó el congelamiento de la política pública de almacenamiento diseñada al cierre de 2018. Calificó la parálisis como una contradicción ideológica de la Sener, ya que dicho plan centralizaba la planeación en el Estado y socializaba los costos a través del gestor, un diseño totalmente antineoliberal que encajaba con la visión de la administración actual.

Declinación, quema de gas y crisis de calidad

Rosales y Alma América Porres Luna, especialista independiente y excomisionada de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), argumentaron que el estancamiento de la producción nacional de gas seco es consecuencia directa de la suspensión de las rondas de licitación de upstream de 2018.

Al respecto, Porres Luna aclaró que el fracturamiento hidráulico (fracking) se ha usado en México por décadas como método de estimulación ordinario, por lo que su veto frena el desarrollo de recursos no convencionales (shale) en Burgos y la formación Pimienta. La verdadera novedad técnica del shale en mercados competitivos es su aplicación masiva.

“Quizá en unos 3, 4, 5 años podamos llegar a un poco más de 1,000 millones de pies cúbicos. El gas no convencional no es la solución total, pero debe ser un complemento”, afirmó.

La especialista matizó que, bajo las condiciones actuales de infraestructura, el gas nacional no otorgará una soberanía inmediata. Advirtió que el Año 1 de reactivación aportaría volúmenes nulos y que el costo de recuperación (breakeven) local se mantiene elevado frente a los 2 y 3 dólares por MMBTU de Texas debido a la falta de redes de recolección en el norte.

Aunque el país produce hoy menos de la mitad del gas que en su máximo histórico de 2009, la quema y el venteo en los activos de Pemex se elevaron al 18.6% de la producción total.

Frente a esta estadística oficial, Moreno y Porres Luna expusieron que la estatal prioriza la extracción de líquidos y condensados en campos terrestres como Ixachi y Quesqui para maquillar la declinación de crudo, sacrificando y quemando el gas asociado por falta de plantas de procesamiento.

De esta manera, la calidad de la molécula enfrenta una crisis en la región marina del sureste (Akal, Maloob, Zaap y Ku). Los yacimientos aportan 1,400 BCF diarios pero registran más del 50% de contaminación por nitrógeno. Así, el gas pierde poder calorífico y sabotea los contratos industriales tasados en energía (Gigajoules) y no en volumen.

Inviabilidad del GNL y mercados de futuros

La importación de Gas Natural Licuado (GNL) por vía marítima para mitigar alertas críticas fue descartada por los ponentes debido a sus costos prohibitivos. Eduardo Dorantes, director de capacitación en LNG México, señaló que las plantas de Altamira y Manzanillo deben operar estrictamente como respaldo.

Traer un barco implica pagar tarifas internacionales de entre 17 y 20 dólares en América, y hasta 27 dólares por MMBTU en el extranjero.

“Entonces México no pudiera absorber ese costo para generar la electricidad que necesita nuestro país”, añadió.

Dorantes recordó que los gasoductos terrestres tienen una vigencia técnica de 30 años y representan un privilegio geopolítico directo con la cuenca más barata del mundo. Afirmó que la seguridad energética consiste en administrar el riesgo del tubo y corregir la gestión comercial del Estado, la cual ignora las dinámicas físicas de la demanda estacional al desconocer que el pico mexicano ocurre en el verano por las altas temperaturas.

El panel concluyó con un llamado a reestructurar la estrategia comercial de CFE Energía para abandonar las operaciones de corto plazo en el mercado spot. Los expertos calificaron como una negligencia comercial las compras de emergencia realizadas durante el congelamiento de Texas de 2021. La filial de CFE debe centrar sus esfuerzos en la implementación de instrumentos financieros sofisticados de cobertura y mercados de futuros de mediano y largo plazo para neutralizar la volatilidad de los precios internacionales. EAD

La mano en el sector gasolinero

Donde el engrudo se está haciendo más espeso y grumoso es, otra vez, en el sector gasolinero del país. Y la mano del gobierno no está ayudando.

Usted lo escuchó la semana pasada. La presidenta Claudia Sheinbaum está considerando modificar las reglas del ya de por sí emproblemado mercado de las gasolinas y del diésel, esta vez, eliminando o limitando la participación de los comercializadores de petrolíferos.

Igualmente, bajo la bandera del combate al contrabando de combustibles, el ya famoso «huachicol fiscal», la idea es que las importaciones de estos productos lleguen directamente a los transportistas, o acotar la participación de los comercializadores en esta actividad.

Lo anterior, según nos dicen quienes están en el negocio, alteraría significativamente la cadena de valor de los combustibles en México, compuesta por importadores, comercializadores, transportistas, almacenistas, distribuidores y estaciones de servicio, cada uno especializado y con los medios propios para realizar su actividad.

La propuesta pretende tener siempre identificada la procedencia y ruta de los combustibles y detectar inconsistencias en los volúmenes declarados, transportados, facturados y vendidos.

Por supuesto que el objetivo final es noble ante un enorme hueco que ha dejado esta actividad ilítica en las finanzas públicas, pero las quejas del sector por una sobreregulación, una carga administrativa que empieza a pesar y un tope al precio de la gasolina regular y del diésel también son de tomar en cuenta, especialmente en un contexto en el que Pemex ha presentado problemas en el abasto en sus terminales de almacenamiento y reparto. Los números, nos dicen, comienzan a ya no cuadrar, mientras que la disposición de estos productos para los consumidores podría quedar EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

27 de octubre de 2026

3

La licuadora de remuneraciones de Pemex

Una marea de descontentos e incertidumbre se agita al interior de **Petróleos Mexicanos (Pemex)** por las severas medidas que está implementando la actual administración a cargo de **Juan Carlos Carpio Fragoso,** derivadas, dicen, de la insostenibilidad financiera a la que la empresa de todos los mexicanos ha sido llevada desde hace algunos años.

Nos cuentan que con tal de hacer economías, el plan de la Dirección General se ha enfocado especialmente en el personal de confianza, con despidos cuyas liquidaciones tardan meses en aprobarse; disminución al mínimo de percepciones; reducción significativa de montos por jubilación y retiro, y una larga lista de irregularidades.

La cosa es tan grave, según se comenta en las áreas administrativas de la petrolera, que podría no tener solvencia suficiente ni siquiera para pagar salarios en enero próximo.

En materia de liquidaciones, por ejemplo, si una persona es separada del cargo que ocupaba, su cheque puede salir después de meses. Respecto a las percepciones, la alta Dirección está proponiendo meter en la licuadora conceptos tan distintos como el cálculo del Tiempo Extra Ocasional (TEO), la base de cálculo para la jubilación, conocida como TEA, y el incentivo al desempeño, o Bono, para obtener un solo concepto pagable trimestralmente y sujeto a los resultados de la Evaluación del Desempeño Individual, Clima y Cultura Organizacional (DECO). Actualmente, cada una de estas percepciones es fija y recurrente catorcenalmente, pero se pretende que se conviertan en un solo ingreso variable y condicionado a metas colectivas. Esto, se quejan, destruye la certeza económica mensual del trabajador de confianza.

Del lado de las horas extras laboradas, la medida «licuadora» diluye y, por ende, oculta el rastro del tiempo extra laborado en las plantas de proceso, de manera que se evade la evidencia física de las jornadas extraordinarias.

Cabe aclarar que actualmente el personal operativo y técnico no recibe un pago por horas extraordinarias «por reloj», sino que percibe un porcentaje fijo por TEO y por TEA de forma regular y continua en sus cobros catorcenales, así que estos conceptos forman parte indisoluble de su salario integrado. Al meterlos en la licuadora, el TEO queda fuera de la base de cálculo para las jubilaciones. Como consecuencia, se condena a ingenieros y técnicos de confianza a un retiro con ingresos severamente disminuidos frente a su salario real en activo.

El pasado jueve 22 de octubre, Pemex emitió un comunicado de prensa en el que aseguró que «son falsas las versiones sobre bajas masivas de personal y la reducción de los tabuladores salariales», pero como es recurrente ya, la realidad demuestra otra cosa. Diversos medios, incluido éste, han tenido acceso a copias de las cartas que la Dirección de Administración y Servicios, a cargo de **Marcela Villegas Silva,** entrega al personal para que acepte un nivel «distinto» al que ostentaba, obviamente con el ajuste salarial correspondiente y con el compromiso de no proceder jurídicamente en contra de la petrolera.

«Derivado de lo anterior, manifiesto que no me reservo ninguna acción de índole laboral, jurídica o legal en contra de Petróleos Mexicanos, ni de sus representantes patronales o legales», dice la carta que debe firmar el trabajador, junto con su huella digital. Y no es a pocos a quienes han sido enviadas.

Al inicio de su administración, la presidenta **Claudia Sheinbaum Pardo,** junto con el entonces titular de la empresa del Estado, **Víctor Rodríguez Padilla,** anunció un plan para adelgazarla, que incluía ahorros por casi 4.8 mil millones de pesos entre 2025 y 2026, esto nada más con la eliminación de plazas de confianza. La meta es alcanzar los 10.5 mil millones de pesos tan solo en este rubro.

Como dice el dicho, el diablo está en los detalles. Y en las formas. El asunto es llevar a cabo la reestructura de Pemex sin atropellar derechos laborales adquiridos y que están consagrados en la legislación actual. Pero también vale la pena preguntar, ¿no se aplicará sanción alguna contra quienes llevaron a nuestra empresa a la situación en la que se encuentra ahora? Es pregunta.

Gas natural, ni para cinco minutos

El debate sobre la conveniencia de «incrementar» la capacidad de almacenamiento estratégico de gas natural del país volvió a surgir la semana pasada, luego de que el presidente norteamericano, **Donald Trump,** lanzara una de sus explosivas declaraciones, esta vez, sobre la posibilidad de reducir los envíos del energético desde su país al nuestro.

Más allá del debate de si en realidad el mandatario lo haría, el tema central que sí nos conscierne es implementar todas las medidas necesarias para lograr un nivel razonable de almacenamiento de gas en México.

Y le decíamos «incrementar» porque la versión oficial es que tenemos capacidad en los gasoductos del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, el Sistrangas, para poco menos de tres días. La realidad, de acuerdo con los expertos que tienen décadas desempeñándose en este sector, es que México no tiene ni cinco minutos porque el gas en los ductos es capacidad operativa.

De hecho, la secretaria de Energía, **Luz Elena González Escobar,** no logró confirmar esta capacidad de almacenamiento estratégico ante pregunta expresa durante la conferencia de prensa de la presidenta Claudia Sheinbaum del miércoles pasado.

En importantes foros realizados recientemente, las y los expertos en materia de gas alzaron una vez más la voz para que se retomen las licitaciones dirigidas hacia el desarrollo de proyectos de almacenamiento y, con ello, tener al menos unos cinco días de capacidad estratégica. Las propias autoridades han advertido sobre los riesgos de depender en por lo menos un 75 por ciento de las importaciones principalmente de Estados Unidos. Si están conscientes de ello y buscan la soberanía energética, ¿cuál es el obstáculo para hacer un plan viable y licitar? EAD

4

Almacenamiento de energía en Chile: Lecciones para México

México busca entrar en la carrera de almacenamiento de energía. Acorde a la Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (Olacde), México se encuentra entre los mercados de la región con mayores perspectivas de desarrollo de Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE).[1] El Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PLADESE) contempla incorporar 5.5 GW de capacidad en baterías hacia 2030.[2] Esta meta refleja el reconocimiento de las baterías como un recurso para fortalecer la confiabilidad y estabilidad operativa del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En este articulo compartimos la experiencia en Chile, pequeño país que ha logrado incorporar ya 5 GW de baterías, como ejemplo para el avance en México.[3]

La inclusión de baterías en la planeación es el primer paso, pero el verdadero desafío es materializar los proyectos. Los costos de las baterías, además de los cortos periodos de construcción permiten un crecimiento acelerado, cuando hay condiciones para ello. Para lograr altos niveles de baterías instaladas, financiadas y operando, se necesitan reglas claras que den certeza y hagan viables los proyectos.

Chile ofrece una lección relevante para la región: en pocos años, las baterías ganaron escala en un sistema con una alta penetración de energías renovables. Su experiencia muestra que no basta con reconocer el almacenamiento en la regulación. Es necesario definir con claridad cómo operarán y serán despachadas las baterías, cómo podrán participar en el mercado y, sobre todo, cómo serán remuneradas. Sin estas reglas, las metas pueden quedarse en el papel o los costos incrementar considerablemente.

Chile concentra más de dos tercios de la capacidad de baterías instalada en América Latina y se ha convertido en el principal mercado de almacenamiento de la región, aun siendo un sistema pequeño (41 GW). [4] A julio de 2026, el sistema chileno cuenta con 5 GW de capacidad instalada en baterías, de los cuales 3.3 GW ya están en operación comercial y el resto se encuentra en etapa de pruebas. [5] Hoy, el almacenamiento representa cerca del 8% de la capacidad instalada, [6] una penetración que supera las proyecciones que el Coordinador Eléctrico Nacional tenía hace apenas tres años. [7] Del total instalado, 61% está asociado a centrales renovables y 39% son sistemas independientes, [8] lo que muestra cómo las baterías están dejando de ser una tecnología complementaria para convertirse en un componente cada vez más relevante del sistema eléctrico.

Se prevé que esta tendencia continúe y que, hacia 2030, uno de cada cinco MW de capacidad instalada corresponda a baterías. La Figura 1 muestra la evolución de la capacidad instalada acumulada desde 2023 a 2029, con base de datos del Coordinador, la asociación Generadoras de Chile y la última declaración de proyectos en construcción publicada por la Comisión Nacional de Energía (CNE).[9]

Las baterías en Chile, una breve historia

El almacenamiento en Chile comenzó como una apuesta del Estado, pero el mercado privado terminó acelerando su desarrollo. En 2023, el Ejecutivo propuso utilizar licitaciones públicas para impulsar el despliegue de baterías bajo el Proyecto de Ley de Transición Energética.[10] Sin embargo, el dinamismo del sector privado terminó reescribiendo la ruta: el *boom* de proyectos de desarrolladores permitió alcanzar las metas nacionales de capacidad mucho antes de lo previsto. Para mayo de 2024, el Senado aprobó eliminar la licitación estatal.[11]

El rápido crecimiento de las baterías en Chile no responde a un único factor. Fue la convergencia de tres fuerzas que terminaron empujando en la misma dirección, además de la conocida estabilidad de las reglas en el país: una necesidad creciente del sistema, costos que fueron cayendo y un marco regulatorio que premia esta tecnología.

La rápida expansión de la generación eólica y solar, combinada con restricciones en la red de transmisión, creó las condiciones para impulsar el almacenamiento. Los vertimientos de renovables y los diferenciales de precios horarios hicieron más atractivo almacenar electricidad. En 2025, los vertimientos alcanzaron 6,054 GWh, más del doble de los registrados en 2023, cuando fueron de 2,613 GWh.[12] Para algunos proyectos solares, los vertimientos alcanzaron hasta el 35% anual de su recurso.[13] El problema dejó de ser cómo generar más energía renovable y pasó a ser cómo aprovechar mejor la que ya se estaba produciendo.

Las baterías para almacenar energía son cada vez más baratas. Según datos de BloombergNEF, en 2025 el costo de los proyectos de baterías cayó un 27% en solo un año, alcanzando el menor precio histórico.[14]

Por otro lado, el impulso regulatorio comenzó en noviembre de 2022 con la Ley 21.505, normativa que habilitó a los SAE a participar en los mercados de potencia y energía.[15] Posteriormente, en junio de 2024, el Decreto Supremo (DS) 70) introdujo un esquema de reconocimiento de potencia que cambió la señal económica para proyectos de almacenamiento para sistemas con una duración de cuatro horas o más.[16] A esto se sumaron ajustes posteriores relacionados con la remuneración de los Servicios Complementarios y con la operación y despacho del sistema. [17]

Modelo de negocio y operación de los sistemas de baterías en Chile: Ingresos y dinámica de despacho

En Chile, las baterías obtienen sus ingresos a través de los pagos por potencia, venta de energía (arbitraje o captura de los diferenciales de precio) y prestación de Servicios Complementarios. Durante 2025, el ingreso promedio de las baterías alcanzó US$122/MWh netos, del cual 54% provino del arbitraje y 46% de la potencia, con una contribución mínima de los Servicios Complementarios.[18]

Los dueños de las baterías ganan con el diferencial de precios al cargar en horas con precio cero y vender cuando los precios suben en la noche. La normativa exime a los retiros de energía destinados exclusivamente a recargar las baterías de pagar peajes de transmisión o cargos por servicios del sistema, permitiendo que las empresas obtengan sus ganancias a partir del diferencial de precios entre la recarga y la descarga.[19]

La definición del régimen de operación de los sistemas de almacenamiento generó discusión durante la elaboración del marco regulatorio. El debate se centró en el equilibrio entre permitir a los propietarios gestionar sus ciclos de carga y descarga y mantener una coordinación centralizada que priorizara la eficiencia económica y la seguridad del sistema. En las observaciones al DS125, distintos actores cuestionaron los riesgos asociados a una operación centralizada, particularmente cuando las decisiones del Coordinador pudieran generar despachos fuera de orden económico o afectar la utilización óptima de la energía almacenada.

El marco finalmente adoptó el despacho centralizado como regla general, dejando un espacio acotado para la gestión independiente de los proyectos. Para ingresar al mercado, las empresas deben registrar sus instalaciones y sujetarse a las decisiones del operador del sistema (el Coordinador), que determina los ciclos de carga y descarga en función de los costos del sistema y la estabilidad de la red. La única excepción aplica a proyectos de hasta 9 MW que opten por el autodespacho para gestionar de forma independiente los diferenciales de precio. En el esquema de despacho centralizado, la regulación va a utilizar el costo de oportunidad con una lógica similar al despacho de embalses hidroeléctricos. En el caso de los SAE, el costo de oportunidad no puede ser inferior al costo variable de la instalación, que considera el costo de la energía utilizada para cargar las baterías y las pérdidas asociadas al proceso.[20]

El despacho sigue un orden de mérito económico en el que se considera la eficiencia de cada batería. Las baterías que pierden más energía durante los ciclos de carga y descarga tiene un mayor costo y, por tanto, una menor prioridad de despacho. El Coordinador considera además el costo de oportunidad de la energía almacenada, evaluando si conviene utilizarla hoy o reservarla para momentos de mayor escasez.[21]

Otro factor que favorece la economía de las baterías es su reconocimiento en el mercado de potencia. Una batería de 4 horas puede alcanzar un reconocimiento equivalente al 98% de su potencia máxima, mientras que sistemas de 5 horas o más alcanzan el 100%, niveles superiores a los reconocidos para tecnologías térmicas. Una central de ciclo combinado promedio registró en agosto de 2026 un reconocimiento de aproximadamente 48%.[22] En otras palabras, el sistema sobre-reconoce la aportación de capacidad de los SAE al sistema.

México, ¿Dónde estamos y hacia dónde vamos?

México apenas comienza su carrera en el almacenamiento y las perspectivas de crecimiento son significativas.[23] Un paso importante en esta dirección fue la publicación de las nuevas Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG), que establecen un marco para la incorporación de los SAE al sistema eléctrico y reconocer su papel en la confiabilidad de la red y en la integración de renovables.[24]

Uno de los aspectos más relevantes del nuevo marco regulatorio es que reconoce que las baterías pueden cumplir funciones distintas dentro del sistema eléctrico. Los SAE pueden, por ejemplo, apoyar la operación de las redes, integrarse a esquemas de autoconsumo industrial o participar como activos independientes.[25] Pero reconocer las baterías en la regulación es solo el comienzo. El verdadero reto será hacer que los proyectos sean rentables.

Sin un modelo de ingresos claro, las metas de capacidad corren el riesgo de no materializarse. Por ello, será relevante definir cómo se remuneran los distintos servicios que pueden prestar las baterías, incluyendo su contribución a la capacidad del sistema y los ingresos que pueden obtener mediante el arbitraje de energía. El mantener el mercado eléctrico transparente, sin intervenciones, es importante para ello.

El desarrollo de las baterías debe considerar tanto su aporte al sistema como su eficiencia económica. El porcentaje fijo de almacenamiento del 30% que se ha planteado en México, merece ser analizada considerando que las necesidades de almacenamiento pueden variar según la ubicación de los proyectos, los perfiles de generación y demanda, y las condiciones de la red. Obligar a los renovables a contar con un porcentaje fijo arbitrario, es subóptimo para el sistema y caro para los mexicanos. Por ello, la discusión debiese ir encaminada en identificar dónde y cuánto almacenamiento es óptimo para el sistema, permitiendo evaluar alternativas que generen el mayor valor.

La experiencia chilena resulta especialmente relevante para México porque muestra que el desarrollo del almacenamiento no depende únicamente de establecer una meta de capacidad. Chile pasó de preguntarse cómo incorporar las baterías al marco eléctrico a preguntarse cómo remunerarlas y, posteriormente, cómo operar un sistema en el que las baterías ya tienen una presencia en buena escala. México ya dio el primer paso. El desafío ahora es seguir avanzando y convertir las metas anunciadas en baterías en operación donde puedan aportar mayor valor al sistema al menor costo. EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

27 de octubre de 2026

6 Precios del petróleo cierran con caídas, entre tomas de beneficios y diálogos en Oriente Medio

Los precios del petróleo cerraron a la baja la jornada de este lunes, lastrados por tomas de beneficios tras un nuevo repunte la semana pasada, en un contexto de expectativas de reanudación de los esfuerzos diplomáticos en Oriente Medio.

Los precios del petróleo cerraron a la baja la jornada de este lunes, lastrados por tomas de beneficios tras un nuevo repunte la semana pasada, en un contexto de expectativas de reanudación de los **esfuerzos diplomáticos en Oriente Medio**.

El precio del **barril de Brent del mar del Norte** para entrega en diciembre perdió un 0.78% hasta los 115.81 dólares, después de haber caído durante la sesión hasta un mínimo de 114.00 dólares.

Su equivalente estadounidense, el **barril de West Texas Intermediate** para entrega en el mismo mes, retrocedió un 1.46% hasta 101.76 dólares.

"El retroceso parece estar principalmente relacionado con tomas de beneficios, ya que los operadores han preferido asegurar parte de sus ganancias tras una prolongada fase de subidas", explica David Morrison, del bróker Trade Nation.

Según los analistas consultados, el movimiento bajista también está ligado a las expectativas de relanzar el diálogo diplomático en Oriente Medio.

Irán y los tres países miembros del pacto de defensa de La Meca -Arabia Saudita, Pakistán y Turquía- acordaron continuar las conversaciones tras su "primera" reunión celebrada el lunes en Teherán, informó la televisión estatal iraní.

La reunión convocó a Irán y a representantes de los tres firmantes del pacto, que "acordaron proseguir los intercambios con el fin de reforzar la cooperación (...), especialmente en materia de paz en la región y de seguridad". El Economista

Petróleo baja 2 dólares, pero sigue cerca de máximos de 6 meses tras ataques a Arabia Saudita

Los precios del petróleo caían este lunes tras el fuerte repunte de la semana pasada, aunque siguen cerca de máximos de seis meses.

Los **precios del petróleo** caían este lunes tras el fuerte repunte de la semana pasada, aunque siguen cerca de máximos de seis meses, en medio de esperanzas de que se suavicen las tensiones entre Estados Unidos e Irán, si bien los continuos ataques contra Arabia Saudita, uno de los principales productores, mantienen a los inversores en vilo.

A las 09:59 GMT, **los futuros del Brent bajaban 1.9 dólares**, o un 1.63%, a 114.82 dólares, y los del **West Texas Intermediate en Estados Unidos (WTI) restaban 2.08 dólares**, o un 2%, a 101.19 dólares.

El viernes, los precios cerraron con un alza cercana a los 3 dólares. El Brent terminó la semana con un avance del 6% y el WTI, del 2.3 por ciento.

"Como el riesgo se ha duplicado por los ataques hutíes contra Arabia Saudita, cualquier caída del precio del Brent hasta los mínimos de la semana pasada encontrará compradores agradecidos", afirmó John Evans, analista de PVM Oil Associates.

"Los procesos correctivos son notoriamente difíciles de cuantificar, pero este ni mucho menos ha alcanzado ningún nivel en el que los alcistas puedan perder la esperanza", agregó.

El domingo, mediadores qataríes viajaron a Teherán como parte de un esfuerzo por rebajar las tensiones regionales en coordinación con Estados Unidos, según informó un funcionario al tanto de la situación.

Asimismo, altos cargos de los países del Pacto de La Meca —Arabia Saudita, Turquía y Pakistán— tienen previsto reunirse el lunes en Teherán con los líderes iraníes, en lo que será su primer contacto de alto nivel desde que los ataques hutíes contra Arabia Saudita se convirtieran en un punto de tensión en el conflicto más amplio.

A pesar de las conversaciones de mediación, **los ataques continuaron durante el fin de semana**, y los hutíes afirmaron haber atacado estaciones de bombeo del oleoducto Este-Oeste de Arabia Saudita y el aeropuerto de Riad. El reino declaró el domingo que había interceptado más misiles y drones. El Economista

7

Condiciones del mercado vuelven más necesario almacenar la energía

Las dificultades para la conexión con la red de la CFE, la volatilidad de los costos de generación fósil y la intermitencia de las renovables obligan a considerar el uso primordial de baterías.

Aunque la demanda de energía en México aumenta 4% anual, el costo de ésta para los grandes consumidores industriales crece hasta 7%, por las dificultades para la conexión con la red de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), la volatilidad en los precios de su generación mediante combustibles fósiles, la intermitencia de las renovables y otros factores que vuelven cada vez más necesaria una solución que ya está disponible e incluso es obligatoria: los sistemas de almacenamiento de energía en baterías o BESS (por su sigla en inglés).

El autoconsumo, aislado o interconectado, se volverá cada vez más popular y la diferencia entre depender de los tiempos y costos de “jalar” energía de la red -misma que incluso puede no llegar a un consumidor que se encuentra en un nodo donde no es rentable llevar la transmisión que legalmente sólo puede instalar el Estado- está en almacenar energía.

El precio unitario promedio para un BESS en México es de 375 dólares por kilowatt hora. Esto incluye a todo el sistema. Con esto se garantiza que no habrá apagones que para múltiples industrias pueden significar un paro productivo con pérdidas millonarias. La energía más cara es la que no se tiene, aseguran.

En menos de cinco años se ha llegado a 500 megawatts instalados de BESS en México, repartidos en unas 1,500 instalaciones de 2.5 megawatts aproximadamente, según técnicos que forman parte del universo de instaladores convocados Huawei para conocer la tecnología que la firma china ofrece para participar en el crecimiento del sector eléctrico mexicano, que ya no se concibe legal o técnicamente sin almacenamiento. Por ejemplo, Alejandro Sánchez, director comercial de Ventura Energy, relató cómo es que su nueva instalación de autoconsumo interconectado está a punto de darle un ahorro de 75% en la factura eléctrica a su cliente, una empresa automotora china instalada en México.

Se trata de una planta de 18.2 megawatts solares fotovoltaicos a los que se conectan 104 inversores para almacenar 19 megawatts hora, una instalación que tomó 10 meses pero que representará la reducción de los costos de producción para las próximas dos décadas para la empresa.

“Vamos a nuestro ritmo, buscando las mejores soluciones para avanzar a la par del mundo”, dijo el ingeniero mexicano, quien consideró que la posición geográfica privilegiada de México obliga a que la industria que busca relocalizaición o nearshoring para asentarse en el país, busque las rutas creativas para lograrlo y una de ellas es el almacenamiento de su energía, con independencia de la red.

La capacidad de almacenamiento de energía en México se multiplicará al menos 8.4 veces con inversiones de más de 787 millones de dólares al finalizar el sexenio sólo gracias a los resultados de los dos procesos de adjudicación de permisos a privados que el gobierno ha dado a conocer.

Y es que con la asignación de 3,090 megawatts de la primera convocatoria que realizó el gobierno para expedición de permisos de generación mediante planeación vinculante, más los 7,411 megawatts de los proyectos de desarrollo mixto con la Comisión Federal de Electricidad (CFE), se instalarán en el país por lo menos 10,501 megawatts mediante tecnologías renovables -eólica y fotovoltaica- en los próximos cuatro años, lo que significa que mínimo se construirán sistemas de almacenamiento de energía por 3,150 megawatts hora.

Desde abril pasado, la Comisión Nacional de Energía (CNE) aprobó las Disposiciones Generales de Carácter General (DACS) para la integración de los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica y su interconexión, o en su caso, conexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

La intención es aprovechar sus funcionalidades técnicas y contribuir al fortalecimiento de la accesibilidad del sistema eléctrico nacional, según argumenta el gobierno. El Economista