

ENERGY ECONOMIST: EDICIÓN LATINOAMÉRICA

MANTÉNGASE AL DÍA CON LOS ANÁLISIS, LAS NOTICIAS Y LOS DATOS DE PRECIOS MÁS ACTUALES SOBRE EL MERCADO INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA.

Ahorre un tiempo precioso y comprenda la evolución de las tendencias del mercado actual a través de este suplemento de distribución gratuita, que consiste en una versión abreviada del informe mensual Energy Economist de Platts.

La publicación *Energy Economist: Edición Latinoamérica* de Platts incluye en un solo informe análisis en profundidad sobre varias cuestiones fundamentales, noticias, información esencial de precios y comentarios del mercado de productos tales como el carbón, el carbón vegetal, el gas, el petróleo y los mercados de la energía.

ARTÍCULOS EXTRAÍDOS DE LA EDICIÓN COMPLETA:

Análisis: El efecto Trump	2
Análisis: Las energías renovables repercuten sobre las importaciones sudamericanas de combustibles fósiles	4
Tecnología: La tecnología de pilas de combustible de CAC llega a la fase de proyectos piloto	7
Tecnología: Aprobada la construcción de una central ultraflexible de gas	7
Noticias del mercado: La OPEP sigue sin resolver sus discrepancias sobre los recortes	8
Noticias del mercado: El acuerdo de Petrocaribe se desintegra con la negativa situación económica de PDVSA	9
Noticias del mercado: La presión política podría obligar a un descenso gradual de los precios del crudo argentino	9
Noticias del mercado: Uruguay reconsidera la posibilidad de construir una terminal de GNL	10
Noticias del mercado: Informe: Estados Unidos y Canadá liderarán el gasto en GNL	10
Noticias del mercado: Las negociaciones de Marrakech, un leve avance respecto al Acuerdo de París	11
Datos y precios: Momento decisivo en la OPEP	12

EDICIÓN COMPLETA

Solicite información sobre la suscripción de este informe en la siguiente dirección: www.platts.com/products/energy-economist

EDITORIAL	P. 2
ANÁLISIS	P. 3 - 23
Transition turbulence for European power	
Investors circle Iranian gas opportunitie	
Stellar coal unlikely to shrug off secular declin	
El efecto Trump	
Thailand's coal-fired power options	
Las energías renovables repercuten sobre las importaciones sudamericanas de combustibles fósiles4	
Oil tax raises questions over Sino-Myanmar relations	
TECNOLOGÍA	P. 24 - 26
EVENTOS/NOVEDADES	P. 27 - 32
NOTICIAS DE MERCADO	P. 33 - 44
DATOS Y PRECIOS	P. 46 - 50

Manténgase al día de la situación de los mercados de la energía y las materias primas de Latinoamérica en:

WWW.PLATTS.COM/LATIN-AMERICA

El efecto Trump

La victoria electoral de Donald Trump augura el abandono del Plan de Energía Limpia, una buena noticia para los productores y tecnologías que generan grandes cantidades de carbono pero no tanto para la energía nuclear y las renovables. No obstante, es difícil favorecer al carbón y al gas natural al mismo tiempo en Estados Unidos y las posibles fluctuaciones en materia energética tras la elección de Trump podrían suponer una amenaza para los activos con una larga vida útil. En este reportaje sobre las posibles consecuencias de la victoria de Trump, *Energy Economist* aprovecha la experiencia y conocimientos de **Michael Ferguson**, director de Infraestructuras Energéticas Estadounidenses en S&P Global Ratings.

Las noticias de la victoria de Donald Trump en las elecciones presidenciales estadounidenses el 8 de noviembre llevaron a un desplome inicial de los mercados que terminó demostrando ser tan solo una pequeña contracción. A pesar de la caída temporal de las acciones estadounidenses y el retroceso del dólar frente al yen y el euro, tanto el mercado de valores como la moneda se han recuperado sin problemas, y esta última en particular está ganando terreno a otras divisas a medida que los mercados se ajustan para reflejar la esperada subida de los tipos de interés de la Reserva Federal en diciembre.

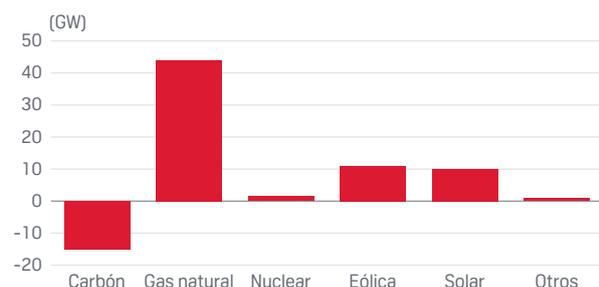
Después de una campaña en ocasiones virulenta, Trump ha demostrado una actitud conciliatoria tras la victoria al tiempo que anunciaba polémicos nombramientos para su Ejecutivo, como es el caso de Myron Ebell, un escéptico del cambio climático que se encargará de dirigir la Agencia de Protección Medioambiental (EPA, por sus siglas en inglés). El nuevo presidente electo, por tanto, no deja de dividir opiniones. Sus declaraciones políticas han sido hasta ahora también muy variadas, lo que no permite saber hasta qué punto la retórica utilizada durante la campaña llegará a traducirse en medidas reales.

Palancas de poder

Trump tendrá la fortuna de ser un presidente republicano con una mayoría republicana en ambas cámaras del Congreso: 51 frente a 48 en el Senado y 240 frente a 194 en la Cámara de Representantes.

Además, podrá elegir al candidato para el próximo nombramiento al Tribunal Supremo en sustitución de Antonin Scalia. La probable elección de otro juez conservador garantizaría una mayoría contraria al Plan de Energía Limpia del presidente Barack Obama que el Tribunal aprobó por 5 votos a 4 tan solo una semana antes del fallecimiento de

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ADICIONAL NETA EN EE. UU. 2016-2019



Fuente: S&P Global Ratings

PLAN DE ENERGÍA LIMPIA: GANADORES Y PERDEDORES

Salen ganando	Neutrales	Salen perdiendo
Productores nucleares	Eléctricas reguladas	Mineras de carbón
Promotores de renovables	Eléctricas públicas	Distribuidores de carbón
Cías. de suministro eléctrico	Centrales de carbón	Empresas de transporte

Fuente: S&P Global Ratings

Scalia en febrero. El de Scalia fue uno de los votos a favor de conservar la iniciativa.

Asimismo, el nuevo liderazgo en la EPA podría traer consigo un cambio en un organismo que Obama ha empleado hasta ahora para elaborar e implementar el Plan de Energía Limpia por decreto dada la oposición legislativa a la que se enfrentaba en el Congreso.

Como consecuencia, Trump parece tener ahora a su alcance todas las palancas de poder, dentro de los controles y contrapesos establecidos por el sistema político estadounidense. No obstante, los congresistas no se ajustan siempre a la línea del partido en las votaciones. Tener mayoría numérica no es necesariamente sinónimo de apoyo en la práctica y las políticas energéticas en particular (como los mandatos de consumo de etanol y los créditos fiscales concedidos a las energías renovables) han recibido el respaldo de ambos partidos. En estos casos, las divisiones se han manifestado a nivel geográfico más que político.

Como cualquier otro presidente estadounidense, Trump tendrá que formar coaliciones de apoyo para introducir nuevas medidas.

Plan energético

Según Michael Ferguson, director de Infraestructuras Energéticas Estadounidenses de S&P Global Ratings, las repercusiones de la presidencia de Trump sobre el sector energético podrían no tardar en hacerse evidentes. El presidente electo asegura que sus planes para la industria son muy diferentes a los de Obama, pero admite que "el sector se enfrenta a retos significativos que poco tienen que ver con la política".

El analista presta atención también a la era post-Trump, lo que puede parecer prematuro pero es de gran relevancia. Ferguson señala que las opiniones sobre política medioambiental y, por tanto, también energética, están muy polarizadas y el ciclo político estadounidense es mucho más corto que la vida útil de los activos de producción de energía. Esto crea un problema real: aunque Trump adopte un plan energético sin preferencias claras por un tipo u otro de combustible, ¿qué hará su sucesor?

Ganadores y perdedores

Desde el año 2010 se han cerrado o se prevé cerrar más de 100 GW de capacidad en centrales de carbón para finales de 2017 sin la intervención del Plan de Energía Limpia, sino porque muchas de las antiguas centrales estadounidenses alimentadas con carbón no resultan rentables en el marco regulatorio actual.

Al mismo tiempo, con la caída de los costes de producción a través de energías renovables y el abaratamiento del gas natural, la inversión en nueva capacidad de producción mediante carbón no resulta atractiva incluso con Trump como presidente. Además de apoyar a la industria del carbón, Trump está a favor del uso de gas natural y de reducir la carga normativa que pesa sobre la producción de petróleo y gas no hará sino redoblar la competencia a la que se enfrenta el carbón en el sector energético.

Trump ha declarado anteriormente que su intención es “anular las medidas que imponen restricciones injustificadas sobre las nuevas tecnologías de perforación”, así como cancelar las prohibiciones que afectan a la producción de petróleo y gas en territorios federales.

Según Ferguson: “En conclusión, a pesar de la acalorada retórica empleada durante la campaña, es poco probable que el cambio político consiga reavivar la débil industria del carbón, que está desfalleciendo debido principalmente a factores económicos y no normativos”.

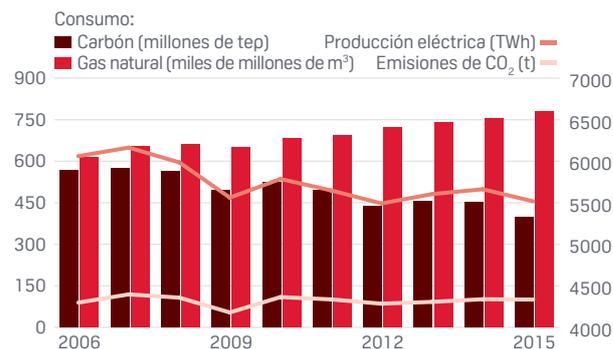
Ferguson cree que la victoria de Trump puede aliviar algunas de las preocupaciones más apremiantes relacionadas con la contracción de la calidad crediticia de los productos que utilizan grandes cantidades de carbón. Lo que pueden hacer es confiar en el repunte de los precios del gas natural y adoptar una actitud más positiva respecto al valor a largo plazo de los activos de producción eléctrica mediante carbón ya existentes, pero S&P Global Ratings no espera que se construyan nuevas instalaciones para carbón.

Al contrario, el crecimiento de la producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovable variable y los programas de gestión de demanda requiere un cierto grado de flexibilidad más fácil de conseguir con centrales alimentadas mediante gas natural, que además pueden garantizar una mayor rapidez en la recuperación de los costes y menos riesgos a largo plazo ante posibles cambios políticos.

De manera similar, el futuro de la energía nuclear en Estados Unidos dependerá de su posición competitiva frente a otras fuentes de producción energética. Muchos esperaban que la energía nuclear se beneficiara del Plan de Energía Limpia incluso con la subida de los precios de la electricidad al por mayor al no tener que hacer frente a ninguno de los costes asociados al carbono.

La situación de la energía nuclear en Estados Unidos es ya de por sí complicada y, de manera general, si desaparece el Plan de Energía Limpia la eliminación de las sanciones impuestas contra fuentes energéticas rivales por sus emisiones de carbono podría resultar perjudicial para el sector.

EL PASO DEL CARBÓN AL GAS REDUCE LAS EMISIONES EN EE. UU.



Fuente: BP Statistical Review of World Energy

En su informe sobre las repercusiones de las elecciones en el mercado energético, titulado *Trump & Energy: the credit implications of the 2016 election*, S&P Global Ratings destaca además el uso de eficiencia energética a nivel estatal, el grado de reacción de la demanda y otros factores de contracción de la demanda, que podrían seguir adelante se implemente o no el Plan de Energía Limpia. Según el informe, esto tendrá “un impacto negativo sobre la electricidad y los precios de la capacidad” que repercutirá sobre los ingresos de los productores independientes de energía y otros proyectos de producción eléctrica.

Está claro que la presidencia de Trump no es una buena noticia para los promotores de energías renovables, pero S&P Global Ratings cree que, de tener un efecto negativo, no se pondrá de manifiesto hasta dentro de unos años. A corto plazo, los promotores de renovables continuarán beneficiándose de los incentivos ya existentes, como la concesión de créditos fiscales a la inversión y la producción y los estándares fijados a nivel estatal para la cartera de renovables. Estas medidas se consideran una manera de enlazar con el Plan de Energía Limpia.

Si el Plan desaparece, los promotores de renovables empezarán a verse bajo presión cuando venza el periodo de vigencia de las posibilidades de desgravación, lo que afectará a sus objetivos de ingresos a largo plazo y con ello también al crédito, frenando así el crecimiento.

El programa de créditos fiscales a la inversión se enmendó en diciembre de 2015 y las deducciones fiscales para sociedades en el sector de la energía solar disminuirán del 30% en 2019 al 10% en 2022, mientras que las destinadas a la energía geotérmica se mantendrán al 10% hasta 2022. Estas medidas van por tanto más allá de la legislatura de Trump.

Los créditos fiscales a la producción se modificaron también en diciembre del año pasado, cuando la fecha de vencimiento se amplió hasta finales de 2019 y se introdujeron descensos graduales en los créditos para las instalaciones de energía eólica y otras tecnologías que empiecen a construirse en 2017, 2018 y 2019. En el caso de la energía eólica, el programa finalizará por completo en 2020.

Acuerdos internacionales sobre cambio climático

Trump ha declarado que retirará a Estados Unidos de las

obligaciones establecidas en el Acuerdo de París y otros pactos climáticos internacionales, aunque se desconoce qué mecanismos se emplearán y con qué rapidez podrá llevarse a cabo.

Dado que la participación de Estados Unidos en el Acuerdo de París fue esencial para conseguir un consenso internacional, las consecuencias de su retirada podrían ser de gran alcance.

No obstante, a nivel nacional S&P Global Ratings cree que el abandono del Plan de Energía Limpia podría hacer que Estados Unidos se vea en dificultades para cumplir con sus obligaciones internacionales de reducir las emisiones tal y como están establecidas actualmente. Por otra parte, el cambio de carbón a gas ya ha tenido un notable impacto

sobre los niveles de emisiones del país y, unido al crecimiento de las renovables y la introducción de otras medidas, continuará favoreciendo el descenso.

Esto es de especial relevancia en lo referente a la participación de Estados Unidos en los acuerdos internacionales sobre cambio climático. S&P Global Ratings parece insinuar que la tendencia actual que se aleja de la producción eléctrica mediante carbón podría bastar para cumplir con los compromisos internacionales del país. No obstante, el informe termina con una afirmación ambigua: “No está claro que, sin un cierto incentivo adicional como el Plan de Energía Limpia, este avance vaya a ser suficiente para cumplir con los compromisos establecidos en el Acuerdo de París”.

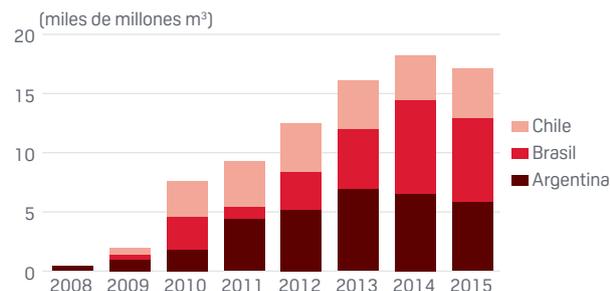
Las energías renovables repercuten sobre las importaciones sudamericanas de combustibles fósiles

Tras años de reducidas precipitaciones y malos resultados en el sector hidroeléctrico, Sudamérica está empezando a notar el peso de las nuevas energías renovables sobre la demanda de combustibles fósiles para la producción eléctrica. El impacto se pondrá de manifiesto este año. Brasil va a la cabeza, seguido de Chile, y Argentina está empezando a seguir su ejemplo. Los productores de combustibles fósiles ya no pueden confiar en los sistemas eléctricos de Sudamérica como fuente de crecimiento de la demanda de importación. **Ross McCracken**

En 2016 Sudamérica ha experimentado una oleada de licitaciones de renovables que prometen una significativa expansión de la capacidad de producción de este tipo de energía en los próximos años. Los precios han caído de manera considerable y en algunos casos la energía eólica y la solar han conseguido ofrecer cifras inferiores a las de la producción térmica convencional. Esto está teniendo lugar por lo general sin subvenciones. El descenso de los precios, la competitividad de las licitaciones dirigidas exclusivamente a las energías renovables y las condiciones de subasta diseñadas con el objetivo de favorecerlas, unidos a la creación de acuerdos de compra de electricidad de larga duración, son factores que han contribuido a propiciar el aumento de las inversiones.

Por el momento las energías eólica y solar no generan grandes cantidades de electricidad en la región y para responder a la demanda eléctrica la mayoría de países sudamericanos siguen dependiendo de una combinación de energía hidroeléctrica y combustibles fósiles, especialmente gas natural y diésel. Las energías renovables, sin contar la hidroeléctrica, generaron el 12,4% de la electricidad brasileña y el 11,5% de la chilena en 2015, pero las principales fuentes empleadas fueron energías renovables de carga base, en particular energía de biomasa como la obtenida a partir de bagazo producido con tallos de caña de azúcar. Incluso en los casos en los que el porcentaje de energía renovable en la generación de electricidad fue limitado, como en Argentina (2,1%) y Colombia (1,9%), la contribución de las energías eólica y solar resultó casi insignificante. Sin embargo, la situación está a punto de cambiar, lo que afectará al consumo de combustibles fósiles en el sector eléctrico y reducirá la demanda de importación de gas natural y petróleo para la producción de electricidad en la región.

IMPORTACIONES DE GNL DE SUDAMÉRICA



Fuente: BP Statistical Review of World Energy

Caen los precios

El empuje de las energías renovables se debe a la notable contracción de los costes. En la primera gran subasta argentina de energía renovable, RenovAR 1.0, que tuvo lugar en octubre, se adjudicaron contratos para la construcción de 708 MW de capacidad de energía eólica, 400 MW de energía solar y 34 MW de biogás, biomasa y minihidroeléctrica. Los precios medios de la

energía eólica y la solar se situaron a 59,39 y 59,75 US\$/MWh respectivamente.

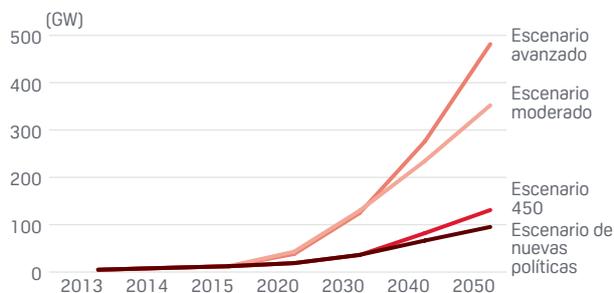
En una segunda ronda en noviembre, RenovAR 1.5, las peticiones superaron a la oferta para la construcción de otros 400 MW de capacidad de energía eólica y 200 MW de energía solar y los precios máximos se fijaron a la media obtenida en la primera subasta. Finalmente, el Gobierno asignó un total de 1.281,5 MW de capacidad: 765,4 MW de energía eólica y 516,2 MW de energía solar, algo más del doble de lo esperado. El precio medio se situó a 54 US\$/MWh y el más bajo se fijó a 46 US\$/MWh para un proyecto de energía eólica.

A finales de 2015, Argentina no contaba prácticamente con capacidad de energía solar instalada y solo podía generar 303 MW de energía eólica.

En octubre de 2015 Chile asignó 1.200 GWh anuales en contratos de energías renovables con precios de en torno a 79,3 US\$/MWh, alrededor de un 40% por debajo de las licitaciones de 2013. En una subasta de 12,45 TWh de suministro anual para 2021 celebrada en agosto de este año, se adjudicaron 2 GW de energía solar y eólica a una media de 47,55 US\$/MWh, un precio inferior al de las ofertas de los promotores de centrales alimentadas con gas, que no consiguieron hacerse con nada de capacidad. La energía eólica consiguió el 40% de la subasta, otro 10% se destinó a energía solar y el resto pasó a centrales hidroeléctricas.

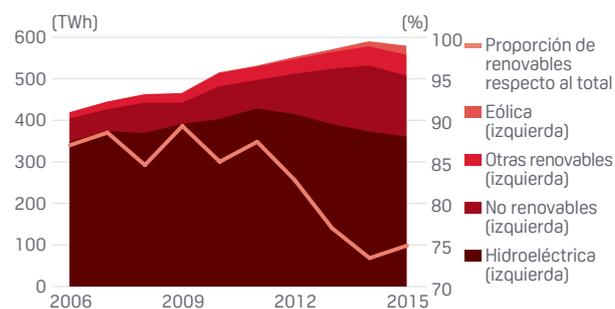
La puja más baja aceptada se estableció a 29,1 US\$/MWh para un proyecto de 120 MW de energía solar fotovoltaica en manos de la española Solarpack. En su momento quedó registrada como un récord mundial, pero desde entonces la han superado otras ofertas en licitaciones de Emiratos Árabes Unidos. Está previsto que en los próximos dos años tengan lugar otras subastas para el suministro de 3,8 TWh a partir de 2023, 7,2 TWh desde 2024 y 8,9 TWh en 2025. Según cálculos de Bloomberg New Energy Finance, Chile podría añadir al menos 4,7 GW de nueva capacidad de energía renovable a lo largo de los próximos tres años.

PREVISIONES DE CAPACIDAD EÓLICA DE LATINOAMÉRICA



Fuente: Los escenarios de nuevas políticas y 450 se basan en el informe World Energy Outlook de la Agencia Internacional de Energía, el cual siempre subestima el crecimiento de las renovables. Los escenarios moderado y avanzado provienen del Consejo Global de la Energía Eólica, que pinta una visión mucho más optimista del sector de la energía eólica, tanto en Latinoamérica como en el resto del mundo. El primer informe puede encontrarse aquí: <http://www.iea.org/newsroom/news/2016/november/world-energy-outlook-2016.html> y el del Consejo Global de la Energía Eólica, aquí: <http://files.gwec.net/files/GlobalWindEnergyOutlook2016>

PICOS DE PRODUCCIÓN TERMOELÉCTRICA EN BRASIL



Source: BP Statistical Review of World Energy

Problemas en el sector hidroeléctrico

Otro factor que explica el auge de las energías renovables es la irregularidad de la principal fuente de suministro eléctrico de Sudamérica: la energía hidroeléctrica. A pesar del aumento de la capacidad, la producción anual se ha visto muy afectada por los ciclos de El Niño y La Niña y podría seguir sufriendo en el futuro a causa del cambio climático.

El 62,3% de la electricidad brasileña de 2015 se produjo mediante energía hidroeléctrica, lo que contrasta con el 80,6% de 2011. A lo largo del mismo periodo, la demanda de electricidad repuntó tan solo un 9% y la capacidad instalada de energía hidroeléctrica en Brasil se incrementó de 82,4 a 91,65 GW. De manera similar, la capacidad hidroeléctrica de Argentina creció desde los 7,7 GW de 2011 hasta sumar 10,1 GW en 2015 pero la producción eléctrica a través de esta fuente energética se alzó únicamente un 5,75%.

La caída de la producción y el reducido suministro nacional de gas y petróleo por diversas razones han hecho que Latinoamérica se convierta en una importante área de crecimiento para las importaciones de GNL y diésel. La demanda total de GNL de Argentina, Brasil y Chile alcanzó un máximo en 2014 con 18.200 millones de metros cúbicos tras haber ascendido desde menos de 500 millones de 2008, si bien menguó ligeramente en 2015 hasta 17.100 millones de metros cúbicos.

A pesar de todo, en 2015 Brasil experimentó un notable crecimiento en la producción eléctrica mediante energía eólica puesto que el país empezó a cosechar los beneficios de las licitaciones celebradas desde 2009, cuando se incluyó por primera vez esta fuente energética. La capacidad instalada de energía eólica en Brasil ha crecido de 606 MW en 2009 a 8.715 MW en 2015. Tan solo el año pasado se instalaron 2.754 MW, lo que representa un aumento del 46% respecto a 2014. No toda esta capacidad estaba conectada a la red a finales de 2015 pero la producción eléctrica real se incrementó un 78% interanual de 12,2 a 21,7 TWh, lo que refleja una mayor utilización de la capacidad añadida y conectada en 2014.

Según la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica de Brasil (CCEE), la capacidad de energía eólica alcanzó 9.713 MW en septiembre, un 37,7% por encima del mismo

mes de 2015. Asimismo, se estima que la producción eléctrica real creció un 53% interanual a lo largo de los diez primeros meses de 2016.

Aunque el volumen de energía eólica sigue siendo limitado en lo que a teravatios-hora se refiere, su contribución al suministro eléctrico de Brasil está teniendo un impacto significativo.

A pesar de que la presencia de la energía hidroeléctrica en el suministro eléctrico se redujo hasta un 62,3% en 2015, el porcentaje total de electricidad procedente de fuentes renovables ascendió hasta un 74,6%, la primera subida registrada desde 2011.

Teniendo en cuenta el alza en la producción mediante energía eólica, la recuperación de los niveles de agua en los embalses, el aumento interanual del 9% en la producción mediante energía hidroeléctrica entre enero y agosto y los pronósticos que apuntan a una contracción anual del PIB, la cuota de las renovables en el suministro eléctrico brasileño podría crecer todavía más este año.

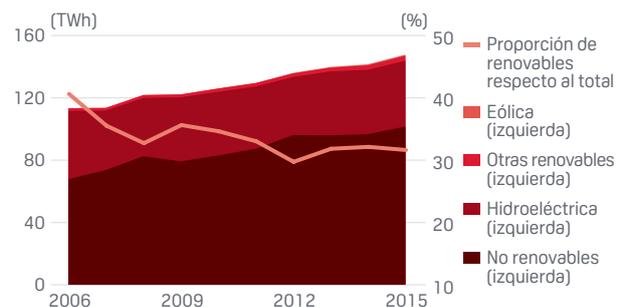
El impacto sobre el consumo de combustibles fósiles es evidente. La CCEE asegura que la producción de energía térmica se redujo un 26% en el periodo comprendido entre enero y agosto, aunque la de biomasa ascendió un 4,6%. La producción mediante diésel disminuyó un 68%, mientras que la obtenida en centrales alimentadas con gas, una combinación de dos combustibles y carbón descendió un 38%, un 23% y un 9% respectivamente.

Brasil se encuentra ante un punto de inflexión en el que las energías renovables están volviendo a incrementar su presencia en el total del suministro eléctrico nacional. El alcance de esta tendencia se ha visto enturbiado con las sequías de los últimos años pero podría ser mucho más pronunciado este año a medida que se recupera la producción mediante energía hidroeléctrica y crece la capacidad de energía eólica conectada a la red.

Chile sigue el ejemplo de Brasil

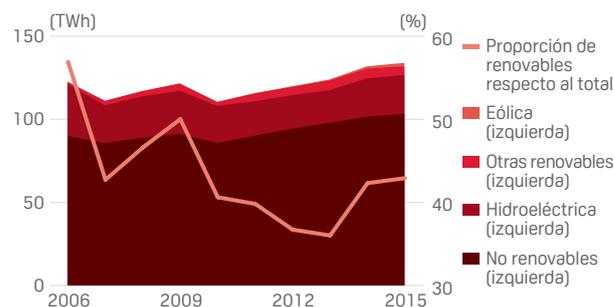
Brasil fue uno de los primeros países sudamericanos en adoptar las energías renovables, pero Chile parece estar lle-

PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE ARGENTINA: AÚN POR DETRÁS DE LA CURVA



Fuente: BP Statistical Review of World Energy

PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE CHILE: PROSPERAN LAS RENOVABLES



Fuente: BP Statistical Review of World Energy

gando a un punto de inflexión similar, empezando a beneficiarse de la adición de una mayor capacidad de este tipo de fuentes combinada con mejoras en la red que permiten conectar los nuevos activos de producción con la demanda. Este proceso no está sino cogiendo ritmo.

La producción de energía hidroeléctrica de Chile comenzó a recuperarse antes que en Brasil al alcanzar 23 TWh en 2014 frente a los 19,7 TWh de 2013. Esto hizo que la cuota de suministro de electricidad procedente de energías renovables pasara del 35,7% en 2013 al 42% en 2014.

En 2015 repuntó ligeramente hasta el 42,6% pero no debido a un nuevo ascenso de la producción de energía hidroeléctrica, que solo aumentó levemente, sino al incremento de 0,7 TWh en la energía eólica y la subida de 0,9 TWh en la solar.

La capacidad de energía eólica instalada en Chile ganó 169 MW en 2015 hasta 764 MW, mientras que la de solar se alzó más del doble de 402 a 848 MW. En sus pronósticos para 2016, el Consejo Global de la Energía Eólica (GWEC, por su siglas en inglés) sitúa la capacidad chilena actual ligeramente por encima de 1 GW.

De acuerdo con el Ministerio de Energía de Chile, a finales de 2015 se estaban construyendo 51 proyectos que representaban una capacidad total de 4.031 MW: 508 MW de energía eólica, 1.151 MW de energía solar, 962 MW de hidroeléctrica y 1.441 MW de térmica.

Otros países están muy por detrás, con la excepción de Uruguay, donde la capacidad instalada de energía solar a finales de 2015 era de 845 MW, por lo que en 2016 superará 1 GW. Según el GWEC, esta capacidad podría proporcionar más del 30% de la electricidad del país.

El número de licitaciones celebradas en Sudamérica este año refleja el creciente ímpetu del sector, impulsado cada vez más por las garantías de los acuerdos de compra de electricidad a largo plazo, que permiten a los promotores financiar proyectos de renovables que necesitan importantes inversiones de capital por adelantado para generar electricidad sin costes de combustible más adelante.

Dificultades de desarrollo

Es muy probable que la expansión de las energías renovables tenga que hacer frente a problemas de crecimiento, debido especialmente a las mejoras que se necesitan introducir en la red eléctrica. La construcción de instalaciones de producción eléctrica en Brasil se ha adelantado a la capacidad de conectarse a la red. La escasez de fondos de las empresas estatales ha llevado a las eléctricas privadas a pujar por proyectos de transmisión para tratar de acelerar las conexiones y evitar dejar las instalaciones estancadas temporalmente.

Los recursos solares de Chile se concentran en el norte de la nación, alejados de los centros de carga urbanos primarios. El país cuenta además con tres redes eléctricas independientes. Las más grandes son el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Está previsto que en 2017 se complete la instalación de una línea de transmisión de 753 kilómetros y 1.000 millones de dólares para aliviar los problemas de congestión en la zona norte de la red central. También se planea introducir un sistema de interconexión entre SIC y SING.

Por su parte, las energías eólica y solar de Brasil experimentaron un ligero retroceso en abril a consecuencia de su éxito inicial. La subasta A-5 de 278,4 MW de capacidad fue a parar casi por completo a centrales minihidroeléctricas y el sector eólico no consiguió ninguna asignación a pesar de que sus pujas superaron los 17 GW. La licitación dio priori-

dad a las centrales minihidráulicas de manera deliberada a causa de los crecientes costes asociados a la conexión de parques eólicos en ubicaciones remotas. Los promotores de proyectos de energía eólica culparon también a los elevados costes de financiación y el ascenso de los precios de las turbinas.

En una subasta de electricidad de reserva prevista para julio se excluyó a la energía eólica y a la solar y solo se permitió la participación de proyectos de energía hidroeléctrica. Una segunda subasta programada para octubre sigue pendiente de celebrarse el 16 de diciembre. Se espera que la licitación reciba un excedente de suscripciones y el precio máximo para la energía eólica se ha establecido a 223 BRL/MWh (66,44 US\$/MWh).

No obstante, estas subastas no tienen un gran alcance en comparación con los proyectos ya asignados. Las subastas de energía solar de 2014 y 2015 se cerraron con la asignación de en torno a 1 GW de capacidad de energía fotovoltaica en cada una de las tres y está previsto que el suministro de esos proyectos comience en 2017 y 2018. Según GWEC, la capacidad de energía eólica en Brasil supera ahora los 10 GW y el país "continúa siendo el mercado de energía eólica terrestre más prometedor de la región hasta 2020". Al menos en las tres grandes economías de Sudamérica, las energías renovables parecen preparadas para seguir expandiéndose y sustituyendo a las importaciones de diésel, fueloil y GNL a medida que crecen.



www.platts.com/products/latin-american-wire

LATIN AMERICAN WIRE

Manténgase al tanto de los cambios diarios en los mercados del crudo y los productos refinados de Latinoamérica.

SOLICITE UNA PRUEBA



TECNOLOGÍA E IMPLEMENTACIÓN TECNOLÓGICA

La tecnología de pilas de combustible de CAC llega a la fase de proyectos piloto

La empresa estadounidense FuelCell Energy anunció en noviembre que había seleccionado una ubicación para llevar a cabo pruebas de tecnología de captura de carbono para pilas de combustible, que está desarrollando en colaboración con la petrolera ExxonMobil. FuelCell Energy también anunció un contrato con Alberta Innovates para llevar a cabo un estudio de ingeniería sobre la aplicación de la tecnología en una planta térmica de petróleo pesado propiedad de Husky Energy cerca de Lloydminster, en Canadá. Otra planta, la de mejoras de asfalto de petróleo de Scotford cerca de Edmonton, también se incluirá en las evaluaciones del estudio.

La tecnología transmite los gases emitidos de una central eléctrica u otro proceso industrial a una pila de combustible de carbonato, donde se combina con gas natural. La pila concentra el CO₂, lo que permite reducir los costes de la captura y generar electricidad al mismo tiempo.

Si llega a funcionar, supondría un cambio sustancial en los aspectos económicos de la captura y el almacenaje de carbono.

Los métodos actuales, como la depuración con aminas, son caros y requieren energía, que actúa como carga parasitaria. El resultado, para una

central eléctrica, es una inferior producción neta y superiores costes operativos y de capital. La tecnología de FuelCell Energy permite producir más electricidad, al mismo tiempo que facilita la captura de carbono y compensa así el coste de capital adicional de la pila de combustible. Además, también es de esperar que sirva para reducir las emisiones de óxido de nitrógeno.

La central eléctrica James M. Barry, de 2.657 GW y que utiliza una mezcla de carbón y gas natural para generar electricidad, ha sido la escogida para llevar a cabo una prueba piloto. La planta la opera Alabama Power, filial de Southern Company. Las pruebas demostrarán los procesos de captura de carbono partiendo de generación de electricidad basada en gas natural en virtud del acuerdo entre FuelCell Energy y ExxonMobil que se anunció en mayo y de generación de energía térmica con carbón según un acuerdo anunciado con anterioridad entre FuelCell Energy y el Departamento de Energía de Estados Unidos.

El contrato con Alberta Innovates estipula que FuelCell Energy desarrollará y demostrará su uso para una central eléctrica con pilas de clase MW configuradas para la captura de carbono. Alberta Innovates estará al frente del proyecto como parte de un consorcio con Husky Energy y MEG

Energy, así como los siguientes miembros de la Alianza para la Innovación de Arenas Bituminosas de Canadá: BP, Canadian Natural Resources Limited, Cenovus Energy, Devon Canada Corporation, Shell y Suncor. Tras finalizarse el estudio, podría instalarse un sistema de captura de carbono en pilas de escala MW con el apoyo de la industria de las arenas de petróleo.

El estudio se centrará en cómo una central eléctrica con pilas de combustible que opere con gas natural puede separar y capturar CO₂ de los gases de escape tanto de la central térmica de petróleo pesado Husky Steam Assisted Gravity Drainage como de la central de mejoras de asfalto de petróleo de Scotford, donde el asfalto extraído de las arenas bituminosas se convierte en crudo sintético. Las pilas de combustible también generan un exceso de agua, lo que se traduce en una reducción de la intensidad total de agua de la central térmica de gas, según la empresa.

Tras la captura, el dióxido de carbono se comprime y se enfría utilizando equipamiento estándar de enfriado. Los resultados de la prueba piloto de gas natural ayudarán a llevar a cabo estudios de ingeniería con vistas a construir una planta piloto autosuficiente para realizar pruebas de la tecnología a mayor escala.

Aprobada la construcción de una central ultraflexible de gas

Stadtwerke Kiel ha recibido el visto bueno para la construcción de lo que denomina una central de cogeneración ultraflexible de 190 MW alimentada con gas. De acuerdo con la eléctrica suiza Alpiq, la compañía ha elegido a su filial KAM para la construcción de la nueva central, que requerirá una inversión total de 290 millones de euros (308 millones

de dólares). Una proporción significativa de esta cantidad se destinará a cubrir los servicios de KAM. Para otoño de 2018 la central proporcionará ya electricidad y calefacción urbana a la localidad de Kiel, en el norte de Alemania.

La compañía responsable afirmó que el proyecto introducirá nuevos

estándares de flexibilidad, eficiencia y sostenibilidad gracias al innovador concepto de combinar avanzados motores de gas con la última tecnología en almacenamiento para generar electricidad y calor de manera flexible.

Este es un factor especialmente relevante para Kiel porque la elevada pro-

porción de energía eólica variable en la región hace que la compañía eléctrica municipal necesite una central eléctrica que se pueda regular con poca antelación para sustituir a las instalaciones alimentadas con carbón que llevan operando desde 1970. Uniper, que comparte la propiedad de la unidad con Stadtwerke Kiel, anunció en octubre que la central de cogeneración mediante carbón de 354 MW de Kiel dejará de operar el 31 de marzo de 2018.

Las nuevas instalaciones contarán con 20 motores de gas con una capacidad de 9,5 MW cada uno, fabricados por la filial de GE, Jenbacher. Los motores pueden alcanzar su capacidad nominal en menos de cinco minutos, pueden regularse individualmente y están diseñados para

realizar varias cargas al día. Asimismo, la unidad generará hasta 192 MW de calor que se destinarán al sistema de calefacción urbana pública de la ciudad de Kiel o se almacenarán durante periodos de reducida demanda. Según Stadtwerke Kiel, está previsto que a finales de año se ponga en marcha un gran equipo de almacenamiento de calor que operará inicialmente asociado a la antigua central de carbón.

La compañía llevaba un tiempo planeando reemplazar la unidad de carbón pero retrasó la decisión final de inversión tras la firma de importantes contratos para el proyecto en agosto de 2015. El 31 de octubre el Gobierno alemán afirmó que había empezado a enviar la confirmación de subvenciones para centrales de

cogeneración tras llegar a un acuerdo con la Comisión Europea sobre la nueva legislación para regular el proceso.

De acuerdo con el grupo de presión del sector energético alemán BDEW, la inexistencia de un marco legislativo firme para la cogeneración provocó una caída en las solicitudes de construcción de nuevas unidades de 1,685 MW en 2014 a 507 MW en 2015. El Gobierno planea incrementar la producción eléctrica en este tipo de instalaciones hasta alcanzar 110 TWh en 2020 y 120 TWh en 2025. El apoyo que las centrales de cogeneración están recibiendo podría incrementarse además con una bonificación adicional para las nuevas unidades de gas que sustituyan a las antiguas de carbón.

S&P Global Platts

ENERGY ECONOMIST Edición 422 / Diciembre de 2016

ISSN: 0262-7108

Editor jefe

Ross McCracken
Ross.McCracken@spglobal.com
+44-1590-679-989

Editor asociado

Henry Edwardes-Evans

Director editorial global (Gas y Energía)

Simon Thorne

Presidente de Platts

Martin Fraenkel

Publicidad

Tel.: +1-720-264-6631

Directora, ventas publicitarias

Kacey Comstock

Para contactar con Platts: Correo electrónico support@platts.com; Norteamérica: Tel.: 800-PLATTS-8; Latinoamérica: Tel.: +54-11-4121-4810; Europa y Oriente Próximo: Tel.: +44-20-7176-6111; Asia Pacífico: Tel.: +65-6530-6430

El informe *Energy Economist* es una publicación mensual de Platts, filial de S&P Global. Domicilio social: 20 Canada Square, Canary Wharf, Londres, UK, E14 5LH.

Directivos de la empresa: Harold McGraw III, presidente; Doug Peterson, presidente y director ejecutivo; David Goldenberg, consejero jurídico general en funciones; Jack F. Callahan Jr., vicepresidente ejecutivo y director financiero; Elizabeth O'Melia, vicepresidenta sénior, operaciones de tesorería.

Restricciones de uso: Podrá disponer de los precios, índices, evaluaciones y otra información relacionada (en adelante, "Datos") contenidos en esta publicación únicamente para uso personal o, si su empresa cuenta con una licencia de Platts y le autoriza a utilizarlos, para fines de la empresa. No está permitido publicar, reproducir, distribuir, retransmitir, revender o utilizar los Datos para crear una obra derivada ni conceder acceso a parte o a la totalidad de los Datos a terceras personas (independientemente de que estas pertenezcan a su empresa; por ejemplo a través de sistemas de transferencia de archivos o páginas web), compañías o entidades, aparte de aquellas autorizadas por una licencia de Platts como, entre otras, filiales, matrices o empresas asociadas a la suya. Cualquier uso que se desvíe de aquellos autorizados en este párrafo estará sujeto a una cuota adicional.

Descargo de responsabilidad: LOS DATOS CONTENIDOS EN ESTE INFORME SE BASAN EN MATERIAL RECABADO PROPORCIONADO POR PARTICIPANTES REALES DEL MERCADO. PLATTS, SUS AFILIADOS Y TODOS LOS TERCEROS QUE ACTÚEN COMO PROVEEDORES DE LICENCIAS RENUNCIAN A TODA GARANTÍA EXPRESA O IMPLÍCITA, LO QUE INCLUYE, PERO NO SE LIMITA A, AQUELLAS DE COMERCIALIZACIÓN O APTITUD PARA UN PROPÓSITO O USO PARTICULAR Y AQUELLAS DERIVADAS DE LOS DATOS, LOS RESULTADOS OBTENIDOS POR SU USO O RENDIMIENTO. LAS REFERENCIAS A INVERSIONES, VALORES O CALIFICACIONES Y OPINIONES SOBRE VALORES O INVERSIONES NO DEBERÁN EN NINGÚN CASO ENTENDERSE COMO RECOMENDACIONES PARA COMPRAR, VENDER O MANTENER DICHA INVERSIÓN O VALOR O REALIZAR CUALQUIER OTRA DECISIÓN DE INVERSIÓN. PLATTS, SUS AFILIADOS Y TODOS LOS TERCEROS QUE ACTÚEN

COMO PROVEEDORES DE LICENCIAS GARANTIZAN LA IDONEIDAD, EXACTITUD, PUNTUALIDAD O INTEGRIDAD DE LOS DATOS Y DE SUS COMPONENTES, ASÍ COMO DE LAS COMUNICACIONES RELATIVAS A ESTOS, COMO POR EJEMPLO LAS COMUNICACIONES ORALES O ESCRITAS (YA SEA EN FORMATO ELECTRÓNICO U OTRO).

DEL MISMO MODO, NO ES ACONSEJABLE QUE LOS USUARIOS DE LOS DATOS SE BASEN ÚNICAMENTE EN LAS CALIFICACIONES Y OPINIONES QUE CONTIENEN A LA HORA DE TOMAR UNA DECISIÓN DE INVERSIÓN O DE OTRO TIPO. PLATTS, SUS AFILIADOS Y TODOS LOS TERCEROS QUE ACTÚEN COMO PROVEEDORES DE LICENCIAS NO ESTÁN OBLIGADOS A ASUMIR CUALQUIER PERJUICIO O RESPONSABILIDAD DERIVADA POR CUALQUIER ERROR, OMISIÓN O RETRASO EN LOS DATOS. LOS DATOS Y LA TOTALIDAD DE SUS COMPONENTES SE PRESENTAN "TAL Y COMO SON", Y EL USO DE ESTOS ES RESPONSABILIDAD DEL USUARIO.

Limitación de responsabilidad: EN NINGÚN CASO SE RESPONSABILIZARÁ A PLATTS, SUS AFILIADOS O LOS TERCEROS QUE ACTÚEN COMO PROVEEDORES DE LICENCIAS DE PERJUICIOS INDIRECTOS, ESPECIALES, INCIDENTALES, PUNITIVOS O CONSECUENTES, LO QUE INCLUYE, PERO NO SE LIMITA A, PÉRDIDAS DE BENEFICIOS, PÉRDIDAS COMERCIALES O DE TIEMPO Y VOLUNTAD, AUNQUE HAYAN SIDO INFORMADOS DE LA POSIBILIDAD DE TALES PERJUICIOS, YA SEA POR CONTRATO, AGRAVIO, ESTRICTA RESPONSABILIDAD U OTROS.

Se otorga permiso a aquellos inscritos en Copyright Clearance Center (CCC) a fotocopiar material del presente documento para referencia interna o uso personal exclusivamente, siempre que se haya realizado el pago pertinente a CCC, 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923, teléfono (978) 750-8400. La reproducción en cualquier otra forma, o para cualquier otro fin, queda prohibida sin la autorización expresa de S&P Global. Para reproducir artículos contacte con: The YGS Group, teléfono: +1-717-505-9701 x105. Archivos solo de texto disponibles en Dialog File 624, Data Star, Factiva, LexisNexis y Westlaw. Copyright © 2016 S&P Global Platts, filial de S&P Global. Todos los derechos reservados.

La OPEP sigue sin resolver sus discrepancias sobre los recortes

Los delegados de la OPEP enviaron el 28 de noviembre una propuesta de producción a los 14 ministros del grupo de productores para que se aprobara en la reunión que la organización celebró el 30 de noviembre. Sin embargo, pese a las casi 11 horas de reuniones, la asociación no ha conseguido resolver la complicada cuestión de las cuotas individuales de cada país. Un delegado de la OPEP, que realizó sus declaraciones bajo condición de anonimato, señalaba que estas cuestiones aún las tienen que resolver los ministros. “Los ministros van a ser los que definan estas cifras”, indicaba. “Han acordado las mismas decisiones que se alcanzaron en Argelia, con algunas aclaraciones. Lo que se propuso en Argelia se ha negociado aquí y han alcanzado un consenso general. Se lo entregarán a los ministros, que tomarán una decisión”.

Irak e Irán han solicitado exenciones de cualquier congelación o recorte de la producción de la OPEP, pero Arabia Saudí, el mayor productor de la organización, no se muestra dispuesto a conceder estas exenciones y defiende que los posibles recortes se repartan de un modo igualitario y transparente.

La OPEP está intentando llevar a cabo lo que sería su primer recorte coordinado desde 2008 para ayudar a acelerar el proceso de reajuste del mercado, pero hay profundas discrepancias respecto a las cuotas de cada país, las solicitudes de exenciones de ciertos miembros y las cifras de producción que deben utilizarse, pese a tres rondas de negociaciones técnicas y varias negociaciones entre ministros. “Las principales diferencias que se habían observado en Argel en septiembre vuelven a complicar las posibilidades de que se cierre un acuerdo de entidad”, ha declarado Joe McMonigle, analista de Hedgeye.

El acuerdo de Argel fijó un techo para el grupo de 32,5-33 millones de barriles diarios, lo que supondría una rebaja de 640.000-1.140.000 barriles diarios respecto a los niveles

de octubre, según las estimaciones de la propia OPEP. Las fuentes consultadas han indicado que los delegados estaban intentando definir una complicada fórmula que incluiría diversos niveles de producción y cuotas de mercado registrados desde 2005 como base para asignar los recortes y hacer que salgan las cuentas.

La reunión técnica sustituyó a otra que se había programado entre la OPEP y los principales países productores no pertenecientes a la OPEP, entre los que se cuentan Rusia, Azerbaiyán y Kazajistán, a los que la organización está intentando convencer para que se adhieran a su estrategia de congelación de la producción. Sin embargo, mientras la OPEP todavía no ha conseguido alcanzar un acuerdo entre sus propios miembros pese a las dos rondas anteriores de reuniones técnicas y varias reuniones entre los ministerios individuales, Arabia Saudí declaró que no iba a participar, lo que en última instancia obligó a la organización a cancelar el encuentro en su totalidad.

El reciente incremento de la producción de Libia y la posibilidad de un repunte de la producción de Nigeria, unido al máximo de producción de Rusia, obligarían a la OPEP a tener que aplicar un recorte significativo de la producción para tener un efecto real en el mercado. Aun así, el ministro de Energía de Arabia Saudí, Khalid al-Falih, ha querido enfriar los ánimos respecto a un posible acuerdo de la OPEP y afirmado que el mercado ya está reajustándose por sí mismo.

“Esperamos que la demanda se recupere en 2017, tras lo que los precios se estabilizarán, y esto es algo que ocurrirá sin que intervenga la OPEP”, ha declarado Al-Fatih a reporteros presentes en la sede de Saudi Aramco. “No tenemos una ruta única [...] para la reunión de la OPEP”.

Torbjorn Kjus, analista del noruego DNB Bank, señalaba por su parte: “Todos los miembros tienen que alcanzar un acuerdo de acción colectiva, comprometerse a repar-

PRODUCCIÓN DE LA OPEP: DESGLOSE POR PAÍSES (MMbd)

País	Octubre	Septiembre	Agosto	Julio	Junio	Mayo	Abril	Marzo
Algeria	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,08	1,10	1,10
Angola	1,47	1,73	1,76	1,76	1,74	1,74	1,79	1,80
Ecuador	0,52	0,51	0,51	0,54	0,54	0,54	0,53	0,54
Gabon**	0,20	0,21	0,22	0,22	-	-	-	-
Indonesia*	0,73	0,71						
Iran	3,67	3,65	3,63	3,63	3,63	3,55	3,38	3,23
Iraq	4,56	4,40	4,32	4,33	4,23	4,25	4,31	4,16
Kuwait	2,81	2,80	2,79	2,78	2,78	2,76	2,68	2,78
Libya	0,53	0,34	0,23	0,27	0,31	0,25	0,33	0,32
Nigeria	1,68	1,49	1,43	1,50	1,57	1,42	1,67	1,75
Qatar	0,64	0,64	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
Saudi Arabia	10,53	10,55	10,66	10,50	10,33	10,25	10,18	10,20
UAE	3,01	2,99	2,97	2,97	2,96	2,93	2,85	2,80
Venezuela	2,09	2,10	2,12	2,13	2,15	2,27	2,31	2,33
Total	33,54	33,24	33,13	33,12	32,73	32,43	32,52	32,38

*La OPEP readmite a Indonesia como país miembro el 1 de enero de 2016.

**Gabón volvió a formar parte de la OPEP el 1 de julio de 2016.

Fuente: Platts

tir la carga de los recortes, y hacerlo de un modo transparente y que tenga credibilidad en el mercado". "El último requisito, por supuesto, es de una importancia clave para conseguir que los recortes tengan un efecto sobre los precios".

Irán, que ha informado a la OPEP de que en octubre produjo 3,92 millones de barriles diarios, ha insistido en que tiene derecho a recuperar la cuota de mercado que tenía antes de las sanciones, de unos 4 millones de barriles diarios, antes de acordar limitaciones de la producción.

Por su parte, Irak, que afirma haber producido 4,78 millones de barriles diarios durante el mes, argumenta que tiene derecho a una exención porque está luchando contra el Estado Islámico en nombre del mundo. Las cifras que han proporcionado ambos países sobre sí mismos son muy superiores a las estimaciones de organismos independientes. Arabia Saudí y otros miembros de la OPEP siguen insistiendo en utilizar estimaciones independientes, mientras que Irak, Irán y Venezuela se han quejado de que estas estimaciones son más bajas que su producción real.

El acuerdo de Petrocaribe se desintegra con la negativa situación

La petrolera estatal venezolana PDVSA está teniendo problemas para cumplir con los compromisos de suministro de crudo y productos refinados a 18 naciones del Caribe y Centroamérica establecidos en el acuerdo de Petrocaribe. Introducida en 2005, la iniciativa concede condiciones de pago preferencial en el suministro de petróleo a los países que adquieran productos de PDVSA, dependiendo el precio en los mercados internacionales, y permite ampliar el periodo de pago de algunos de los envíos hasta casi 15 años.

No obstante, un importante directivo de PDVSA explicó a S&P Global Platts en noviembre que los envíos a los miembros de Petrocaribe podrían retroceder un 40% en 2017 a causa de la caída de la producción petrolera de la empresa y los problemas con el flujo de caja a los que se enfrenta.

En enero de 2015 la refinería dominicana Refidomsa saldó la deuda que tenía con PDVSA desde hacía años por los envíos de petróleo realizados mediante el acuerdo de Petrocaribe cuando la venezolana, ya de por sí bajo presión financiera, solicitó un pago adelantado a cambio de un considerable descuento. Según un informe de auditoría, la República Dominicana abonó la mitad de la deuda de 4.000 millones de dólares que había acumulado hasta entonces.

A medida que los problemas financieros de Venezuela se agravan, aumenta el número de interesados en adquirir los activos de PDVSA, aunque la empresa no ha dado muestras de querer vender. PDVSA posee el 49% de la refinería de 36.000 barriles diarios de Refidomsa. El presidente de Refidomsa, Félix Jiménez, afirmó en noviembre que distintas compañías nacionales e internacionales, algunas procedentes incluso de Europa y Asia, así como re-

presentantes de gobiernos extranjeros, han mostrado interés en hacerse con la participación de Venezuela en las instalaciones.

Si llega a ponerse en venta, el Gobierno de la República Dominicana "ejercerá su derecho prioritario en la compra de la participación", señaló una portavoz de Refidomsa, Isaoym Mieses. Estas declaraciones reflejan las realizadas por Jiménez recientemente al diario *El Caribe*, donde explicó que la venta podría verse motivada por la situación financiera de Venezuela y "las deudas e intereses que nadie cree que puedan pagar". "Creo que sería muy positivo para la República Dominicana", añadió en referencia a la posible compra de la participación venezolana en la compañía.

En el pasado Refidomsa ha recibido un flujo constante de crudo de Venezuela como parte del acuerdo de Petrocaribe. Sin embargo, un integrante del mercado de productos refinados de Latinoamérica afirmó que en estos momentos los envíos de crudo de PDVSA a la refinería son casi inexistentes.

Refidomsa no es la única que está sufriendo el incumplimiento de los compromisos de PDVSA. En Jamaica, la unidad de 35.000 barriles diarios de Petrojam tendrá que tomar una decisión dentro de poco sobre el futuro de la participación que PDV Caribe posee en la compañía. El director general de la empresa, Winston Watson, declaró en septiembre ante un comité legislativo que el Gobierno del país, que controla el 51% de la refinería, quiere que Venezuela cumpla con su promesa de modernizar y expandir las instalaciones. "Si se niegan, tendremos que recurrir al mercado y buscar un nuevo inversor", señaló, según un reportaje publicado en el *Jamaica Observer*.

La presión política podría obligar a un descenso gradual de los precios del crudo argentino

Varios analistas declararon en noviembre que el Gobierno argentino está tratando de reducir los precios nacionales del petróleo para ajustarlos a los estándares internacionales, un proceso que probablemente se lleve a cabo de for-

ma gradual para limitar el impacto sobre la tasa de empleo, las inversiones, la producción y la tensión social. Las refinerías comunicaron a los productores de petróleo que los precios del crudo disminuirían hasta un 30% para situarse

a alrededor de 45 US\$/barril frente a los 62 US\$/barril de la producción de noviembre y diciembre, lo que hizo que las compañías lanzaran una advertencia ante un posible descenso de las inversiones y la producción.

No cabe duda de que el Gobierno planea alinear los precios nacionales con los del crudo estadounidense West Texas Intermediate, la referencia internacional empleada en Argentina. El Ejecutivo conservador de Mauricio Macri anunció que ese era su objetivo incluso antes de llegar a la presidencia hace un año para poner fin a una década de precios en conflicto con los valores de referencia internacionales. Lo que queda por resolver ahora es cuándo y cómo podrá conseguir la paridad de importación.

“Habrà que ver si el Gobierno nacional puede hacerlo realmente lo antes posible, que es lo que quiere”, comenta Hugo Giampaoli, socio de Giga Consulting, una asesoría del sector del petróleo radicada en Argentina. “O si las provincias y los sindicatos tienen el poder suficiente para retrasarlo”. Las provincias y los sindicatos son los mayores obstáculos a los que se enfrenta Macri para conseguir la convergencia de los precios.

De acuerdo con Federico MacDougall, director de la asesoría de servicios financieros First Corporate Finance Advisors en Buenos Aires, un recorte drástico de los precios reduciría los ingresos fiscales de las provincias productoras de petróleo y ocasionaría una ola de despidos. De estas batallas, el analista cree que la más fácil de ganar será contra los sindicatos, que entienden que los costes del trabajo no son sostenibles y podrían provocar despidos si las petroleras disminuyen las actividades de perforación. Según sus cálculos, los operarios de la industria de servicios del petróleo ganan cuatro veces más que los trabajadores de otros sectores.

No obstante, los gobernadores de las provincias que más petróleo producen, como Chubut y Neuquén, han prometido hacer todo lo posible por defender los elevados precios del petróleo local porque temen que un descenso afecte a los impuestos que recaudan. “La contracción del precio del petróleo podría marcar la diferencia entre la

sostenibilidad financiera o la quiebra”, afirma MacDougall. Ante esta posibilidad, el analista prevé que Macri introduzca una reducción gradual de los precios con un recorte inicial hasta 50-55 US\$/barril que irá seguido de descensos mensuales hasta que los precios alcancen el nivel de paridad con el WTI en 2017. La bajada ayudará al Gobierno nacional a limitar la inflación, que se encuentra ahora mismo en torno al 40%, gracias al descenso de los precios del diésel y la gasolina.

MacDougall cree que el Gobierno ofrecerá financiación adicional a las provincias y establecerá acuerdos con las empresas para mantener las tasas de empleo durante al menos seis meses, mientras se ajustan al retroceso de los ingresos provocado por la contracción de los precios para aliviar así el impacto.

A pesar de todo, está previsto que la producción petrolera se recupere a largo plazo, a medida que los inversores aprovechan la facilidad de planear sus actividades a partir de los precios del mercado en lugar de enfrentarse a la incertidumbre que conllevan los acuerdos políticos entre productores y refinerías.

Giampaoli afirma que los productores ya han descontado el descenso hasta el nivel de paridad, lo que se refleja en el recuento de plataformas de perforación y en la producción. Según datos de la empresa de servicios del petróleo Baker Hughes, el país contaba con 69 plataformas activas en octubre, en contraste con las 105 de un año antes. Por su parte, cifras del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas revelan que la producción petrolera menguó un 3,1% hasta 512.825 barriles diarios en septiembre en comparación con los 529.280 barriles diarios del año anterior, aunque en 2015 se mantuvo estable respecto a los volúmenes de 2014.

El regreso a los precios de mercado proporcionaría a las empresas un mayor poder para reducir los costes del trabajo y los servicios en yacimientos debido a la amenaza de despidos si decae el ritmo de las operaciones de perforación y la producción. “Es una buena oportunidad para que la industria optimice los costes”, asegura Giampaoli.

Uruguay reconsidera la posibilidad de construir una terminal de GNL

Uruguay planea analizar tanto el coste de construir una terminal flotante de regasificación como la posible demanda de GNL antes de seguir adelante con el proyecto, que lleva más de un año de retraso. “Lo que estamos haciendo es considerar todos los factores para determinar si el proyecto resulta viable en nuestro país”, declaró la ministra de industria, energía y minería Carolina Cosse en Montevideo.

Cosse explicó que, para tomar una decisión, el Gobierno recibirá pujas de posibles consumidores y ofertas de cuatro empresas precualificadas para la construcción de las infraestructuras de la terminal en el puerto de Montevideo. La ministra añadió que el Gobierno debería ser capaz de determinar el coste y los posibles volúmenes de venta del proyecto a raíz de esta información, lo que le permitirá decidir si la terminal es necesaria y si sus operaciones resultarían rentables.

El proyecto podría no salir adelante finalmente, ya que no existe ningún compromiso vinculante para el tamaño de la terminal o su puesta en marcha.

Gas Sayago, un consorcio formado por la petrolera estatal uruguaya Ancapa y la eléctrica UTE, tiene hasta finales de este año para acordar con la japonesa Mitsui O.S.K. Lines (MOL) la entrega de la terminal flotante. La terminal tendría una capacidad de almacenamiento de 263.000 metros cúbicos y está diseñada tanto para cargar como para descargar suministros, de modo que Gas Sayago podría exportar excedentes en petroleros a los posibles clientes ya identificados, incluido Brasil.

El proyecto de GNL quedó detenido el año pasado por retrasos en la construcción y el abandono de los contratistas. Los planes sufrieron otro importante revés cuando Argentina empezó a cuestionar si participar en

el proyecto e incluso si comprar suministros, un factor esencial para la continuación del proyecto. Argentina declaró en un primer momento que compraría el 70% de los 10 millones de metros cúbicos diarios de capacidad de envío, lo que ayudaría a Uruguay a ganar tiempo y ampliar la capacidad de distribución y transporte por gasoducto necesaria para avivar su propia demanda de gas, que en estos momentos es inferior a un millón de metros cúbicos diarios.

Cuando Uruguay presentó la propuesta de construcción de la terminal por primera vez en 2008, la idea era emplear el gas como combustible de sustitución para su matriz energética, dominada por energía hidroeléctrica. En aquel momento el Gobierno estimaba que el consumo de las centrales eléctricas rondaría los 5 millones de metros cúbicos diarios. No obstante, Cosse señaló que desde entonces la capacidad de energía eólica se ha disparado y está previsto que llegue a los 1.500 MW en 2017, por encima de los 900 MW previstos inicialmente para ese año. Asimismo, el crecimiento de la demanda eléctrica se ha ralentizado hasta el 1% anual frente al 4% de 2013.

Gracias a la combinación de fuentes energéticas, Uruguay no ha tenido que importar electricidad a lo largo de los últimos tres años y se ha convertido en un exportador neto que vende en torno al 10% de su producción, especialmente a Argentina. “Las previsiones de crecimiento de la demanda nacional empeoraron y la cantidad de energía renovable producida se incrementó”, aclaró Cosse. Las hipótesis sobre la necesidad o no de la terminal de GNL han cambiado.

El presidente uruguayo Tabaré Vázquez declaró en octubre que la clave para avanzar con el proyecto es la firma de un acuerdo de venta de suministro a Argentina. Vázquez dijo temer que Argentina recorte las importaciones de gas a medida que pone en marcha la explotación de los grandes recursos de gas de lutita y gas en formaciones de baja permeabilidad presentes en el país. Argentina quiere eliminar las importaciones de GNL para 2021-2022, pero el alza de la demanda hace de este un objetivo bastante ambicioso. El país también importa gas de Bolivia y GNL regasificado de Chile para cubrir el déficit del 30% que existe en el consumo de gas.

Informe: Estados Unidos y Canadá liderarán el gasto en GNL

Estados Unidos y Canadá parecen ir camino de ser los mayores consumidores de la “próxima ola” de proyectos mundiales de GNL, debido a que el descenso de los costes de desarrollo y la proximidad a los importadores de Sudamérica y Europa sentarán la base de la ventaja competitiva de Norteamérica, según un informe publicado en Energy Insights, de McKinsey & Co. Energy Insights pronostica que Estados Unidos y Canadá pondrán en marcha 50 trenes de licuefacción, lo que supondrá más de tres

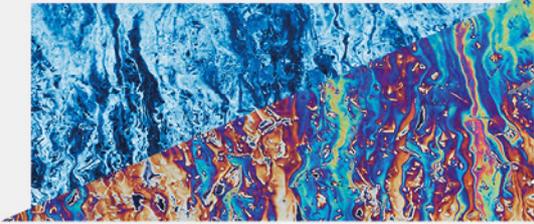
cuartos de la cifra total de nuevos trenes previstos en la próxima década.

Esto equivaldría a un 55% del gasto de capital previsto en el sector del GNL en todo el mundo de aquí a 2026, o entre 80.000 y 100.000 millones de dólares, si se tienen en cuenta los posibles recortes de los costes consecuencia de las mejoras tecnológicas y el incremento de la eficiencia, según explica Pietro Dalpane, analista de Energy Insights.

Berend Heringa, vicepresidente de análisis del mercado de Energy Insights, ha declarado en una entrevista que el estudio incluye los proyectos de exportación de GNL, tanto los que están en fase de planificación como los que se están construyendo, que resultarían rentables con un precio de 7-9 US\$/MMBtu. Según Heringa, en torno a la mitad de los proyectos de exportación no “proporcionarían beneficios” con los precios del GNL dentro de esta horquilla en torno a 2019.

Últimamente se ha dado una reducción del volumen de decisiones definitivas de inversiones para proyectos de GNL porque los desarrolladores están esperando para comprobar si se reajusta la acumulación de suministro mundial que está lastrando los precios del gas natural. “Hasta que se ajuste el equilibrio entre la oferta y la demanda, todo el mundo está esperando porque no hay motivo para que nadie firme un contrato ahora mismo”, indica Heringa. “Las grandes decisiones definitivas de inversión solo se producirán si alguien garantiza los precios y los volúmenes para un plazo de 5, 10 o 15 años, y hoy por hoy esto no está ocurriendo”.

Energy Insights opina que el mercado comenzará a recobrar el equilibrio entre 2023 y 2025, lo que requiere que los proyectos de exportación intenten subirse a la “segunda



PLATTS
McGRAW HILL FINANCIAL

OIL MARKET DATA

Platts Market Data es la manera más eficiente y fiable para recibir nuestras evaluaciones de precios de referencia y tener acceso a los datos más actuales y precisos de los precios del petróleo.

SOLICITE UNA PRUEBA

www.platts.com/products/market-data-oil

OIL 

ola” para alcanzar un volumen positivo de decisiones definitivas de inversión en 2019 o 2020, según Dalpane.

Por otro lado, está previsto que el resto del mundo rebaje el gasto en proyectos de exportación de GNL porque son menos los proyectos que se consideran comercialmen-

te viables en un mercado de bajo coste y definido por un exceso de suministro. Incluso Australia, que domina la expansión actual, va a rebajar el ritmo de gasto como reacción a los elevados costes de desarrollo y la escasez de suministro de gas natural, según se indica en el estudio.

Las negociaciones de Marrakech, un leve avance respecto al Acuerdo de París

La Asociación Internacional de Comercio de Emisiones (IETA, por sus siglas en inglés) ha informado de que las negociaciones sobre el cambio climático que la Conferencia de las Partes de las Naciones Unidas celebró del 7 al 18 de noviembre dejó ciertos avances en la definición de las reglas de funcionamiento del Acuerdo sobre Cambio Climático de París. Aunque el resultado de las elecciones del 8 de noviembre en Estados Unidos ha suscitado muchos rumores en torno al efecto que podría tener sobre el Acuerdo de París, los asistentes declararon que la entrada en vigor legal del acuerdo el 4 de noviembre había ayudado a centrar la estrategia en torno a las reglas detalladas para hacer que el acuerdo cobre una dimensión operativa.

La victoria de Donald Trump en las elecciones de Estados Unidos “arrojó una sombra sobre las carpas de la Conferencia de Partes en el primer miércoles del encuentro”, según afirman desde la IETA, con sede en Ginebra, que recuerda las amenazas de Trump de acabar con el Acuerdo de París. “El futuro de la participación de Estados Unidos en París ha motivado muchos rumores últimamente, pero cabe señalar que, tanto con la participación de Estados Unidos como sin ella, el Acuerdo de París va a seguir en vigor, igual que actualmente”, indica la IETA.

La cumbre de Marrakech es la 22ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, según la cual 195 países alcanzaron un acuerdo de ámbito mundial para limitar las emisiones de gases de efecto invernadero en la reunión celebrada el año pasado en París. “Independientemente de las distracciones de la reunión de Marrakech, ha quedado claro muy rápidamente que la velocidad con la que se ratificó el Acuerdo de París pilló por sorpresa a la mayoría de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, y muchas Partes no estaban listas en esta Conferencia de las Partes para avanzar rumbo a decisiones sobre la implementación del Acuerdo de París”, declaran desde la IETA.

“Cuando comenzaron las negociaciones en torno a los mecanismos de mercado del Acuerdo de París, las Partes volvieron a sus posiciones tradicionales (subrayando las responsabilidades comunes, pero diferenciadas, vinculando los compromisos de limitación de las emisiones a cuestiones financieras...), en lugar de admitir que todavía no estaban listas para poner sobre la mesa propuestas concretas y detalladas sobre cómo deberían operar las estructuras de París”, explica. “En cualquier caso, las Partes dieron los primeros pasos (no más) para el desarrollo de referencias e instituciones que operarán la totalidad del Acuerdo de

París. Identificaron las cuestiones claves y comenzaron a intercambiar ideas sobre el mejor modo de abordarlas”, señala la IETA.

El Artículo 6 del Acuerdo de París fija el principio de comercio de emisiones soberanas, lo que permite a los países cumplir sus compromisos nacionales de reducción de emisiones mediante el comercio de unidades de emisiones entre fronteras y sienta así la base de un sistema de comercio internacional de emisiones para los países que lo quieran.

La cumbre de Marrakech se ha celebrado demasiado poco tiempo después de la ratificación del Acuerdo de París para que se registrara un avance material en sus normas operativas, según la IETA, lo que supone que la mayoría de las tareas sigue pendiente de aquí hasta finales de 2018, cuando ya deberían haberse tomado decisiones de acuerdo con lo estipulado en el Artículo 6. “En estos dos años hay tantos aspectos técnicos del Artículo 6 por finalizar... Si los comparamos con los cuatro años que tardó en definirse la arquitectura del Protocolo de Kioto, la cantidad de trabajo pendiente intimida”, afirman desde la IETA.

La asociación indica que el marco de comercio internacional de emisiones debe incluir tareas sobre reglas contables, registros de emisiones y criterios para definir las reglas que rijan la verificación de que las reducciones de las emisiones vienen a añadirse a las ya habituales.

y el de Aplicación Conjunta, pendientes de resolución en esta reunión y otras futuras, el proceso quizá no sea tan rápido como cabría esperar”, explica la asociación, en referencia a los sistemas de Naciones Unidas que crean créditos a partir de los proyectos de reducción de emisiones en los países en vías de desarrollo (en el caso del Mecanismo de desarrollo limpio) y en los industrializados (en el de la Aplicación conjunta).

“Aun así, son muchos los que siguen teniendo una postura optimista y recuerdan que gran parte de la propiedad intelectual creada para Kioto puede ‘trasladarse’ sin problemas al Acuerdo de París”, según la IETA. “Las Partes no van a empezar desde cero el diseño del ‘mecanismo de mitigación de emisiones’ descrito en el Artículo 6.4. La duda es cómo sacarle el mayor partido a lo que ya se hizo en su momento y mejorar el mecanismo de la estructura del Acuerdo de París, en el que todas las Partes realizan su propia contribución nacional”, explica la IETA.

“En última instancia, la Conferencia de las Partes se puede considerar una reunión que ha conseguido aunar las fuerzas de las Partes, indicarles el rumbo correcto a seguir y fijar un programa y unos plazos para los trabajos a realizar”, concluye.

INDICADORES DEL MERCADO

Momento decisivo en la OPEP

El crudo de referencia internacional Dated Brent cayó casi 2 US\$/barril respecto al día anterior hasta situarse a 45,785 US\$/barril el 29 de noviembre, antes del encuentro de la OPEP celebrado el 30 del mismo mes en Viena. Las reuniones técnicas organizadas para intentar decidir cómo repartir los recortes de producción propuestos entre los distintos miembros no acabaron con ningún acuerdo, así que los ministros se vieron obligados a abordar el problema personalmente.

El precio del crudo experimentó un aumento durante el mes hasta llegar a 47,675 US\$/barril el 24 de noviembre, cuando la tensión entre los miembros de la OPEP se volvió más marcada. No obstante, los futuros del crudo se incrementaron con las compraventas realizadas en Asia la tarde del día 30 a raíz de las declaraciones de Irán a favor de un acuerdo tan solo unas horas antes de que comenzara el encuentro. A las 3:38 de la tarde en Singapur (07:38 GMT) los futuros del Brent para enero en ICE se alzaron 0,61 US\$ o un 1,32% frente a los 46,99 US\$/barril del 29 de noviembre, mientras que el crudo ligero y dulce para enero en NYMEX ascendió 0,57 US\$ o un 1,26% hasta 45,8 US\$/barril.

El ministro del petróleo de Irán, Bijan Zanganeh, declaró el miércoles por la mañana que había recibido “propuestas aceptables” antes del inicio del encuentro programado para ese mismo día. No obstante, Zanganeh rechazó la idea de recortar la producción iraní. “Eso no es negociable”.

Varios analistas explicaron a S&P Global Platts antes de

la reunión que los ministros de los miembros de la OPEP estudiarían la recomendación de eliminar 1,2 millones de barriles diarios de su producción total de octubre, tal y como determinaron fuentes secundarias, con la excepción de Angola, Libia y Nigeria. Las últimas cifras secundarias disponibles revelan que la producción de la OPEP se incrementó hasta batir un nuevo récord en octubre con 33,54 millones de barriles diarios.

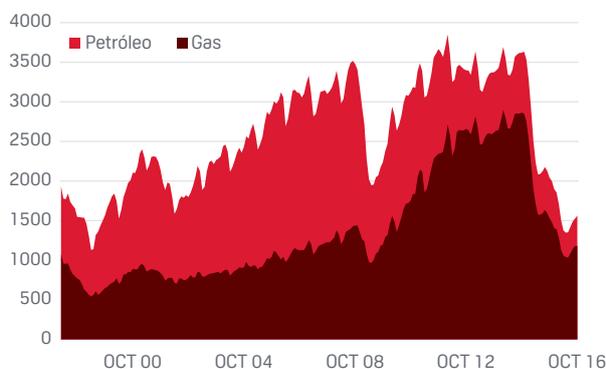
La recuperación de la actividad en Libia, un país ahogado por los conflictos, contribuyó a alzar la producción de la organización de manera significativa y consiguió compensar con creces el mantenimiento de los yacimientos en Angola. El aumento de 300.000 barriles diarios respecto al mes de septiembre marca la quinta subida mensual consecutiva de la producción. No obstante, tanto Nigeria como Libia han sufrido contracciones desde entonces.

Mercados del gas

El GNL al contado en Asia Pacífico parece haber llegado a un máximo en noviembre. El marcador Japón-Corea del Sur de Platts creció de manera constante de los 5,35 US\$/MMBtu de comienzos de septiembre hasta situarse a 7,325 US\$/MMBtu el 11 de noviembre. Sin embargo, el 24 del mismo mes retrocedió hasta 7,05 US\$/MMBtu y el día 29 acabó a 7,15 US\$/MMBtu.

Las transacciones acordadas recientemente parecen haber saciado la demanda más urgente para el invierno.

RECUENTO MUNDIAL DE PLATAFORMAS (media mensual)



Fuente: Baker Hughes

DATED BRENT (US\$/b)



Fuente: Platts Global Alert

PREVISIÓN DE PETRÓLEO (MMbd)

	Recurso a la OPEP	Cambios en la oferta de los países no miembros de la OPEP	LGN de la OPEP	Demanda total mundial de petróleo	Cambios en la demanda	Equilibrio de la oferta y la demanda (fuera de la OPEP)
Estimaciones de noviembre de 2016 para 2016 (MMbd)						
EIA	32,54	-0,61	0,18	95,40	1,33	-1,76
IEA	32,70	0,90	0,20	96,30	1,30	-0,20
OPEP	31,90	-0,80	0,20	94,40	1,20	-1,80
Estimaciones de noviembre de 2016 para 2017 (MMbd)						
EIA	33,26	0,32	0,23	96,92	1,52	-0,97
IEA	33,30	0,50	0,10	97,50	1,20	-0,60
OPEP	32,70	0,20	0,10	95,50	1,10	-0,80

El equilibrio de la oferta y la demanda es la variación en la oferta de los países no pertenecientes a la OPEP, más la variación en el suministro de líquidos del gas natural, menos la variaciones en la demanda: un número positivo que implica que los recursos exceden a la demanda. La OPEP proporciona datos que combinan los LGN de la OPEP y los biocombustibles de todo el mundo. El conjunto de todos ellos figura debajo de “Cambios en los LGN de la OPEP”. El rótulo “Cambios en la oferta de los países no miembros de la OPEP” incluye los datos de la EIA y la IEA de todos los biocombustibles del mundo.

Fuentes: EIA, IEA, OPEP

CURVA FORWARD DE DATED BRENT - PLATTS (US\$/b)



Fuente: Platts Forward Curve - Oil

ESTRUCTURA DEL MERCADO: DATED BRENT FRENTE A 1.er MES (US\$/b)



Fuente: Platts Global Alert

GAS NATURAL MES VISTA (US\$/MMBtu)



Fuente: Platts Gas Daily, European Gas Daily

CARBÓN (US\$/t)



Basado en los valores energéticos de CIF ARA 6.000 kcal/kg, FOB Qinhuangdao 6.200 kcal/kg, Nymex réplica 6.668 kcal/kg

Fuente: Platts Coal Trader, Coal Trader International

COMPARATIVA DE PRODUCTOS DEL PETRÓLEO: 25 DE NOVIEMBRE DE 2016 (US\$/b)

WTI Cushing mes vista: 46,66	Brent mes vista: 48,43	Dubái mes vista: 45,92
CIF NY Sin plomo 93 0,3% barcaza 66,73 Núm. 2 barcaza 56,99 Núm. 2 barcaza 58,88 Núm. 6 3% NY cargamento spot 40,94	FOB Róterdam barcaza Gasolina Premium 10 ppm 55,72 Gasóleo 0,1% 56,50 Queroseno 57,82 Combustóleo 3,5% 39,80	FOB Singapur Gasolina 92 sin plomo 58,27 Gasóleo regular 0,5% azufre 57,99 Queroseno 58,49 HSFO 180 CST 44,62

Fuente: Platts Global Alert

COMPARATIVA DE COSTES A UN MES VISTA EN EL NOROESTE DE EUROPA, GANANCIAS/PÉRDIDAS (US\$/MWh)



Fuente: Platts European Power Daily

COMPARATIVA DE COSTES A UN TRIMESTRE VISTA EN EL NOROESTE DE EUROPA, GANANCIAS/PÉRDIDAS (US\$/MWh)



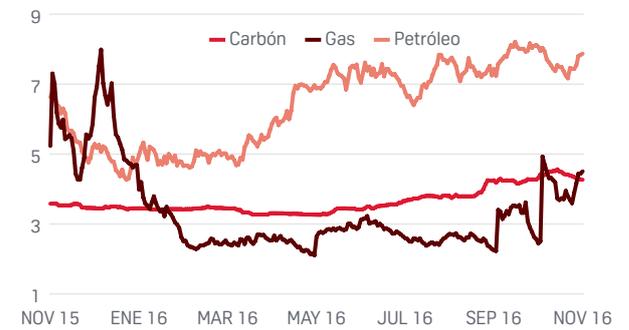
Fuente: Platts European Power Daily

COMPARATIVA DE COSTES DEL COMBUSTIBLE EN EL SUDESTE DE EUA (US\$/MMBtu)



Fuente: Platts

COMPARATIVA DE COSTES DEL COMBUSTIBLE EN ISONE (US\$/MMBtu)

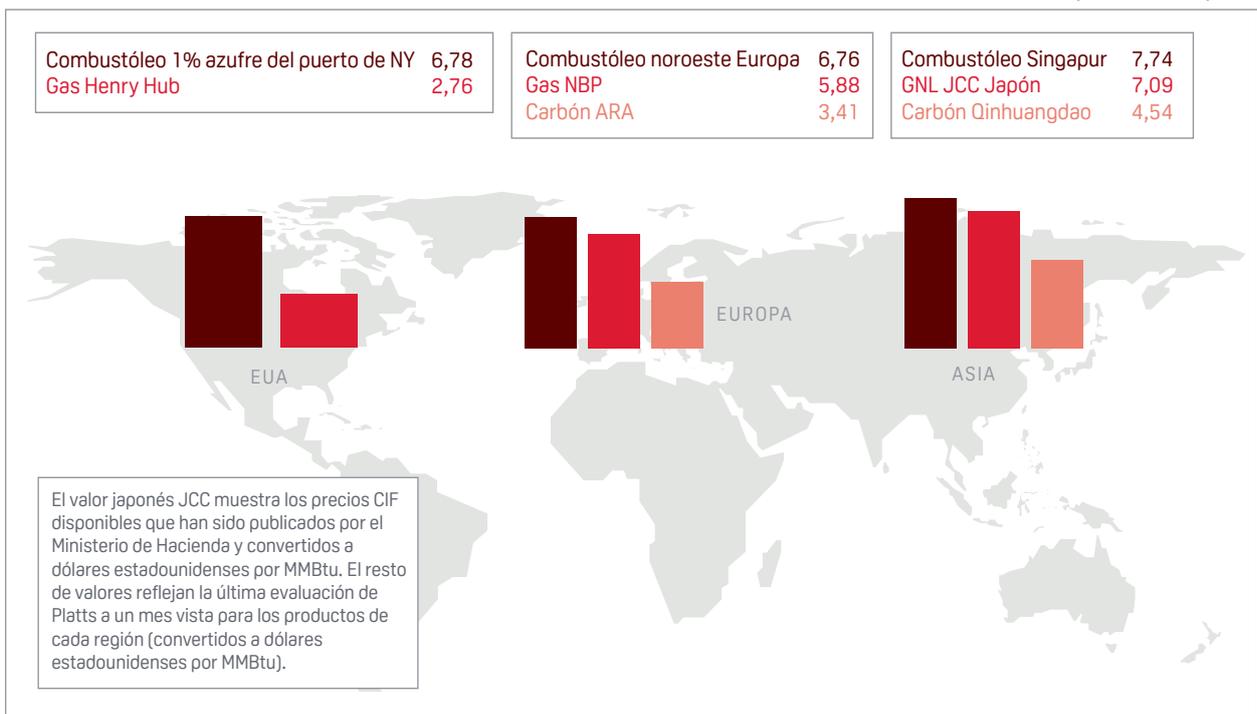


Fuente: Platts

Nota sobre los gráficos de Europa: Los datos del carbón y el gas se basan en una tasa típica de 101,5 y 55 kg CO₂/MMBtu respectivamente; rendimiento de las centrales de gas: un 49% en Reino Unido y un 54% en Europa occidental; rendimiento de las plantas de carbón: un 34% en todas las instalaciones. Precio de referencia del carbón en Ámsterdam, Róterdam y Amberes (ARA). Para obtener información sobre la metodología visite www.platts.com.

Nota sobre los gráficos de Estados Unidos: Los datos para la generación de carbón y gas natural se basan en tasas típicas de calor de 9.800 Btu/kWh y 7.800 Btu/kWh; sin control de emisiones NO_x en las centrales de carbón, lo que da lugar a 0.6 lb/MMBtu NO_x; los carbones de referencia cumplen especificaciones semejantes a los de la NYMEX y los carbones CSX-Big Sandy/Kanawha Apalaches Centrales. La mercancía se transporta en barcaza hasta Cincinnati y en tren hasta Atlanta, respectivamente. Para obtener información sobre la metodología visite www.platts.com.

COMPARATIVA DE MATERIAS PRIMAS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA: 25 DE NOVIEMBRE DE 2016 (US\$/MMBtu)



Fuente: Platts LNG Daily

La taiwanesa CPC adquirió dos o tres cargamentos para diciembre y enero y también se registraron algunas compras en Japón. Al mismo tiempo, desde el punto de vista de la oferta, Gorgon LNG en Australia demostró contar con disponibilidad adicional, también presente en la costa estadounidense del golfo de México.

La posibilidad de hacer recargas en Europa fue otra de las opciones consideradas, teniendo en cuenta el diferencial entre los precios del gas terrestre y los del GNL entregado en Asia. Sin embargo, no llegó a materializarse dada la reducida disponibilidad en el Atlántico. Muchos esperaban también que el frente frío que afectó al norte de Asia hacia finales de mes avivara la demanda debido a una contracción de las existencias más rápida de lo previsto.

El marcador JKM de Platts para los envíos de diciembre se estableció a una media de 7,03 US\$/MMBtu entre el 17 de octubre y el 15 de noviembre, lo que supone un ascenso intermensual del 17,6%. Esto contrasta con los futuros estadounidenses a un mes vista del gas de Henry Hub en NYMEX, que crecieron un 25,7% interanual pero disminuyeron un 4,4% respecto al mes anterior al situarse a 2,909 US\$/MMBtu.

Por su parte, el precio FOB Qinhuangdao de Platts del carbón se incrementó un 75,6% interanual durante el periodo hasta una media de 4,475 US\$/MMBtu. Asimismo, el precio FOB Singapur de Platts del fueloil 180 CST se situó a una media de 7,197 US\$/MMBtu, un 3,7% por encima del nivel de un mes antes y un 16,9% más que en el mismo periodo de 2015.

Los futuros del gas en Estados Unidos se reforzaron a finales de noviembre y el contrato de enero se fijó el día 29 a 3,315 US\$/MMBtu, un nivel considerable si se tienen en cuenta los precios de los últimos meses pero que, a pesar de todo, se situó por debajo del máximo del mes. El 29 de noviembre las previsiones de 8 a 14 días del Servicio Meteorológico Nacional reflejaron unas temperaturas inferiores a la media en toda la mitad oeste de Estados Unidos y en la mayoría de los grandes centros urbanos de la zona norte del centro oeste, los Grandes Lagos y el noreste.

Según los cálculos de la agencia estadounidense de información energética Energy Information Administration (EIA), el gas almacenado en el país sumó 4.045 MMpc el 18 de noviembre. La retirada de 2.000 MMpc fue una sorpresa puesto que en estas fechas el año pasado se inyectaron 10.000 MMpc de gas. No obstante, los datos de la EIA revelan que la cifra del mes pasado es muy inferior a la media de cinco años de 27.000 MMpc.

Los precios a un mes vista del NBP disminuyeron desde los 6,483 US\$/MMBtu del 1 de noviembre hasta situarse a 6,096 US\$/MMBtu el día 29 tras haberse establecido por debajo de 6 US\$/MMBtu a mediados de mes. Aunque el sistema británico mostró una notable disponibilidad el 29 de noviembre, los paros imprevistos en los centros de gas de Noruega hicieron que las importaciones del país se redujeran hasta 118 millones de metros cúbicos diarios frente a los 124-125 del día anterior.

El carbón aumenta a pesar de la volatilidad

La evaluación de Platts del carbón CIF ARA 6.000 kcal/kg NAR se estableció a 87,1 US\$/t el 28 de noviembre, 4,4 US\$/t por encima del valor de un mes antes. Los precios

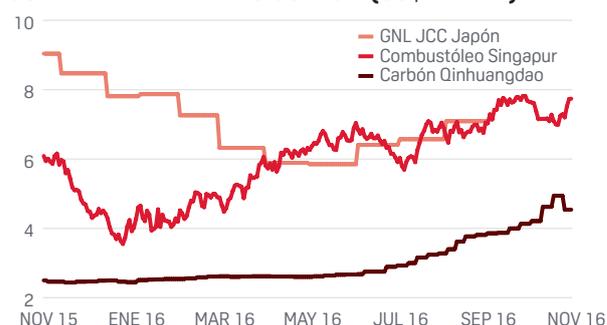
COMPARATIVA DE PRECIOS: EUA (US\$/MMBtu)



El resto de valores reflejan la última evaluación de Platts a un mes vista para los productos de cada región (convertidos a US\$/MMBtu).

Fuente: Platts LNG Daily

COMPARATIVA DE PRECIOS: ASIA (US\$/MMBtu)



El valor japonés JCC muestra los precios CIF disponibles que han sido publicados por el Ministerio de Hacienda y convertidos a US\$/MMBtu. El resto de valores reflejan la última evaluación de Platts a un mes vista para los productos de cada región (convertidos a US\$/MMBtu).

Fuente: Platts LNG Daily

COMPARATIVA DE PRECIOS: NOROESTE DE EUROPA (US\$/MMBtu)



El resto de valores reflejan la última evaluación de Platts a un mes vista para los productos de cada región (convertidos a US\$/MMBtu).

Fuente: Platts LNG Daily

se balancearon durante el mes, uno de los periodos más volátiles registrados en los últimos años tanto en el mercado físico como en el de valores, en particular en Asia. El carbón CIF ARA 6.000 Kcal/kg NAR repuntó hasta 91 US\$/t el 9 de noviembre, en paralelo al material de 6.600 kcal/kg GAR Newcastle, que batió un récord de varios años de antigüedad un día antes al situarse a 115,5 US\$/t gracias a la fuerte demanda en China.

Esto hizo que muchos cargamentos de distinto origen se alejaran de la región ARA (Ámsterdam, Róterdam y Amberes), lo que provocó una reducción en la disponibilidad de carbón estándar. Asimismo, las previsiones que apuntan a que el invierno será frío en la mayor parte del hemisferio norte ocasionaron una nueva subida de los precios de los futuros internacionales y el anuncio de la francesa

NIVELES EN MERCADO DIARIO DE NORD POOL (EUR/MWh)

Fuente: Platts European Power Alert

CARGA BASE EUROPEA A UN MES VISTA (EUR/MWh)

Fuente: Platts European Power Alert

CARGA BASE DE REINO UNIDO A UN MES VISTA (GBP/MWh)

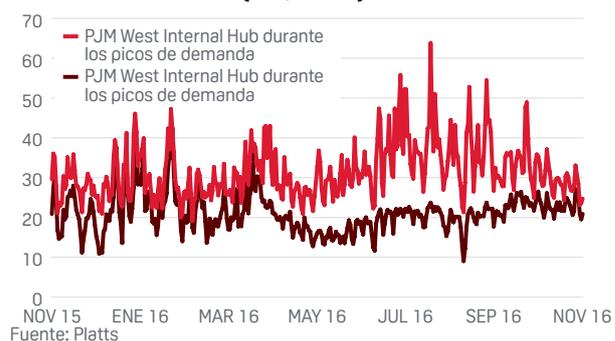
Fuente: Platts European Power Alert

EDF sobre el cierre de cinco de sus 58 reactores nucleares contribuyó al alza de la electricidad, lo que empujó a los márgenes *dark* hacia un punto inferior en la curva.

La respuesta de la oferta en Rusia y Colombia fue limitada a causa de una combinación de problemas logísticos, pero el aumento de los volúmenes empezó a animar a los vendedores estadounidenses a regresar a los mercados internacionales y varias fuentes dijeron haber visto cargamentos de carbón de alto contenido en azufre procedente de la cuenca de Illinois.

No obstante, los compradores se vieron en dificultades para alcanzar el ascenso de las ofertas cuando a mediados de mes aumentó la presión sobre los márgenes *dark* en Asia y la Comisión Nacional de Desarrollo y Reformas de China se vio obligada a instar a las mineras del país a incrementar la producción.

Esto ocasionó una drástica venta en el mercado de materias primas Zhengzhou, lo que, a su vez, llevó a los compradores de las cuencas de Asia y el Atlántico a abandonar el mercado y se saldó con las caídas más notables registradas en los últimos años en CIF ARA, Indonesia y

PROMEDIO EN MERCADO DIARIO DEL COSTE MARGINAL LOCAL DE PJM WEST (US\$/MWh)

Fuente: Platts

PRECIOS EN MERCADO DIARIO DE EUA (US\$/MWh)

Fuente: Platts

PROMEDIO EN MERCADO DIARIO DEL COSTE MARGINAL LOCAL DE ERCOT HOUSTON (US\$/MWh)

Fuente: Platts

Newcastle. Los precios CIF ARA retrocedieron 9,5 US\$ en tan solo cuatro días, mientras que el carbón de 6.600 de Newcastle perdió más de 22 US\$ en 8 días. Las bajadas extendieron la preocupación por posibles impagos e hicieron que los comerciantes con cargamentos recortaran las ofertas rápidamente.

A pesar de todo, la confianza cambió una vez más ante la amenaza de fuertes nieves en el norte de China que podrían reducir hasta un 70% los volúmenes del productor Shenhua en tres grandes puertos en un momento en el que las existencias en el país siguen por debajo de la media tradicional de la actual época del año. Muchos compradores nacionales quieren continuar acumulando un nivel adecuado de existencias antes de la llegada del Año Nuevo Lunar y se espera que la demanda siga siendo bastante positiva hasta mediados de diciembre. Los precios del carbón CIF ARA respondieron con un nuevo ascenso hasta 87,1 US\$/t el 28 de noviembre aunque la demanda de los consumidores se mantuvo a niveles muy reducidos y los únicos que permanecieron en el mercado fueron aquellos que querían cubrir posiciones cortas.