EnerDossier

Análisis Sobre El Mercado Energético Mundial

5 de agosto de 2011

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

Análisis I: Condiciones de generación eléctrica en Estados Unidos 4

- ✓ *Rendimiento de las centrales eléctricas basadas en gas natural* 5
- ✓ *Factores que influyen en las variaciones de los costos de capital* 6
- ✓ *Caída de la generación con carbón al nivel más bajo en 30 años* 7

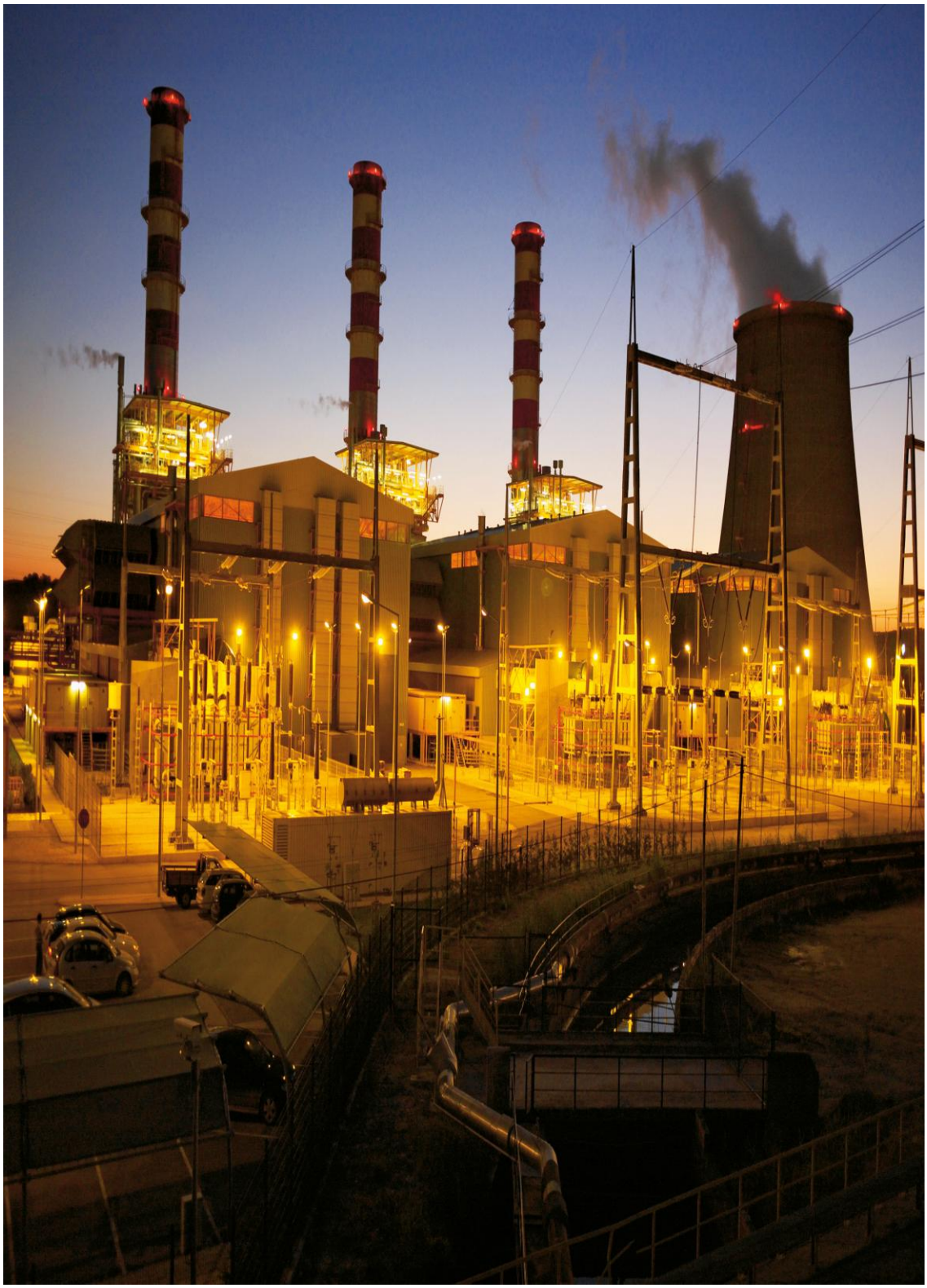
Enfoque: El almacenamiento de energía, uno de los factores claves del futuro 9

Análisis II: Potencialidades de la industria del crudo pesado en América Latina 11

- ✓ *Ecopetrol, una de las más importantes del sector y de Latinoamérica* 12
- ✓ *Las potencialidades y las realidades del petróleo venezolano* 14
- ✓ *México y la inevitable dependencia de los crudos pesados* 14

Análisis III: ¿Reestructuración de la industria petrolera? 16

EnerDossier



Análisis I: Condiciones de generación eléctrica en Estados Unidos

Un muy interesante y riguroso estudio del **Electric Power Research Institute (EPRI)** sobre el costo anual promedio durante toda la vida de una instalación (Levelized Cost of Electricity o LCOE) de un MWh eléctrico en Estados Unidos en las diversas condiciones de generación desde la combustión de carbón pulverizado a las soluciones de solar fotovoltaicas o térmicas. Se desprende esencialmente de este estudio que tiene en cuenta los costos muy bajos del carbón (2 dólares/MMBTU o 50 dólares la tonelada métrica) y del gas natural (entre 4 y 8 dólares/MMBTU) americanos, una ventaja competitiva innegable de las centrales de energía en comparación a las soluciones alternativas, incluso con una carga sobre el CO2 de hasta 50 dólares/toneladas.

El costo promedio queda en todos los casos de las hipótesis inferiores a 100 dólares 2010 por MWh y regresa incluso a los 70 dólares por los costos del gas natural, más bajos. Sólo la energía eólica terrestre con niveles excepcionales de apoyo en algunos lugares de las Rocky Mountain, entre 28 y 40%, a veces es competitivo con una carga de CO2 de 50 dólares/tonelada y un gas natural a 8 dólares/MMBTU. El costo de la electricidad americana en un contexto mundial de energía cada vez más cara, es para ese país una evidente ventaja competitiva y uno de los motores de su dinamismo a largo plazo.

En el caso de las instalaciones equipadas con captura de CO2, las hipótesis del EPRI no incluyen una eventual reventa de ese gas para recuperar el petróleo de los pozos agotados o para alimentar la industria química.

Las adiciones de capacidad de generación eléctrica basada en carbón han disminuido debido a la incertidumbre que rodea la posible legislación del carbono, la viabilidad técnica y económica de la captura y el almacenamiento de dióxido de carbono (CO2), nuevas regulaciones para el control de emisiones, y el aumento de los costos de capital. La planificación para la nueva generación nuclear continúa, pero se enfrenta a desafíos en la financiación derivada de los altos costos de capital, largos plazos de concesión de licencias y la construcción, y el aumento de las proyecciones de costos. La generación de ciclo combinado de gas natural parece estar encaminado a un significativo crecimiento en las próximas décadas así como las unidades de carbón son retiradas y aumenta la confianza en los recursos de gas shale y en las proyecciones de bajos precios del gas. Además, la nueva capacidad en el sector renovable también enfrenta desafíos debido a la desaceleración económica y la dificultad para disponer de financiación, así como la incertidumbre sobre el pasaje de un federal renewable energy standard.

A pesar del *slowdown* en 2010, el crecimiento de la generación eólica onshore continúa a buen ritmo y está comenzando a desempeñar un papel más importante en el

suministro de electricidad en algunas regiones. La tecnología solar térmica y la fotovoltaica (PV) han experimentado una mayor actividad, pero la magnitud de la capacidad añadida es aún bastante limitada, representando menos del 1% de la generación del sector eléctrico estadounidense. La utilización de la tecnología de biomasa se ha ralentizado debido en parte a las preocupaciones con la regulación pendiente de la tecnología del control ambiental de las calderas industriales. A pesar que las tecnologías renovables son una fracción cada vez mayor del mix tecnológico en gran parte debido a los incentivos gubernamentales y los requerimientos regulatorios, la cuestión de su integración a una escala mucho mayor en el sistema utility se está recién empezando a abordar.

En general, los datos del informe del EPRI reflejan los aumentos de costos en los últimos cinco años debido a la intensificación de la actividad de la construcción en todo el mundo, así como la reanudación de la escalada de los precios de los commodity posterior a la recesión.

La incertidumbre en la planificación de las tecnologías de nueva generación de energía está afectada por varios factores claves:

1) La recesión y sus impactos en la demanda de electricidad,
2) La incertidumbre del costo de capital alrededor de varias tecnologías,
3) La incertidumbre respecto a la potencial legislación del carbono,
4) El profundo impacto del boom del gas shale en los presentes y futuros precios del gas natural, y
5) el impacto en las centrales de generación existentes en la espera de reglas ambientales, uso de los recursos del agua, y el manejo del carbón.

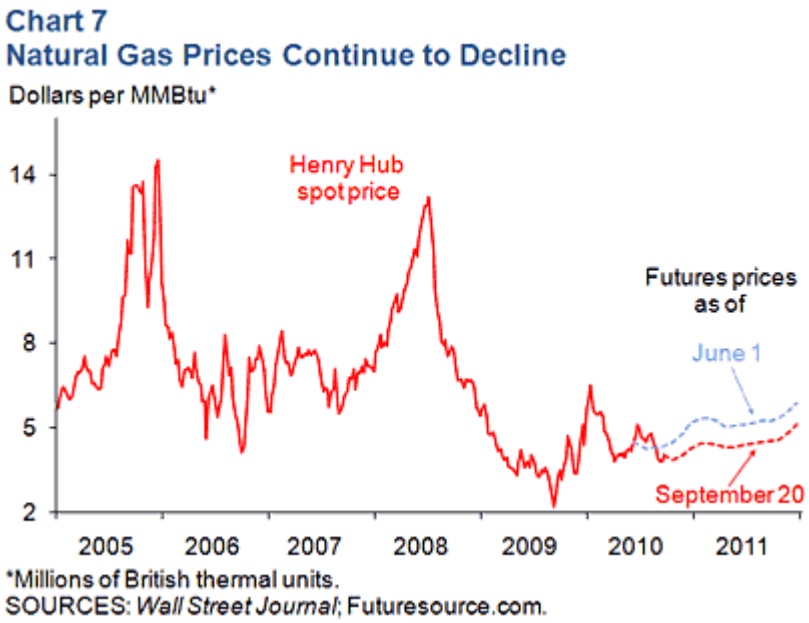
Rendimiento de las centrales eléctricas basadas en gas natural

Las centrales eléctricas con turbinas con combustión de ciclo simple (CT) y las de ciclo combinado (CTCC) de gas natural son tecnologías de generación maduras que representan aproximadamente una cuarta parte de electricidad generada en Estados Unidos. En 2009 y 2010, las nuevas unidades a gas natural proporcionan alrededor de 10 GW de capacidad incremental, que es más que cualquier otra fuente de combustible por sí sola. Existe una gran variación regional en la dependencia de la generación eléctrica a gas natural como combustible.

Las tecnologías de generación con gas tienen una distinción única de rendimiento relativamente confiable y eficiente en todo el espectro de la operación de las plantas de energía. Estos incluyen la capacidad de emergencia o *black start*, *peaking duty*, intermedio, y operación de *base load*. La gama de tamaños disponibles proporciona también la capacidad de operación de varios cientos de kilowatts a más de 300 megawatts en operaciones de ciclo-simple y más de 800 MW en operaciones de ciclo combinado. En comparación con las unidades de carbón, a gas natural implica menores tiempos de instalación, menores emisiones, y menores costos totales en el costo de las plantas. La NGCC demuestra algunas de las mayores eficiencias de las plantas actualmente alcanzables, junto con la alta disponibilidad de la planta. Los temas claves incluyen la disponibilidad a largo plazo de gas

natural y la incertidumbre/volatilidad de los precios, limitaciones de transmisión, disponibilidad de espacio en el sitio (más con el NGCC), y la flexibilidad operacional.

El precio del gas natural (y su disponibilidad) en Estados Unidos es un componente clave en el *levelized cost* de la energía del gas natural. El boom del gas shale ha iniciado un nuevo paradigma económico para la generación con gas natural. El surgimiento de estas nuevas fuentes de suministro a llegado a un nivel sin precedentes, aunque es necesario, un expansión de las redes de tuberías de transmisión, resultando en un gas natural a un precio de entrega que es a la vez bajo y casi independiente de la geografía. Las preocupaciones en torno de los precios del gas natural persisten debido a los aumentos sustanciales en la nuevas unidades de generación a gas natural pudiendo producir un aumento de los precios debido al incremento de la demanda que continuará más allá de la actual duración de las curvas de los precios *forward* del gas natural.



Factores que influyen en las variaciones de los costos de capital

Como las tecnologías de generación de energía son muy intensivas en capital, hay varios factores técnicos, económicos y financieros que influyen en las variaciones de costo de capital de una tecnología a otra y de un proyecto a otro. Una mayor incertidumbre con respecto al desempeño de un componente clave en una nueva tecnología dará como resultado un impacto más significativo en la estimación de costos. Muchos factores contribuyen a la incertidumbre general de una estimación. Por lo general, se puede dividir en cuatro tipos genéricos:

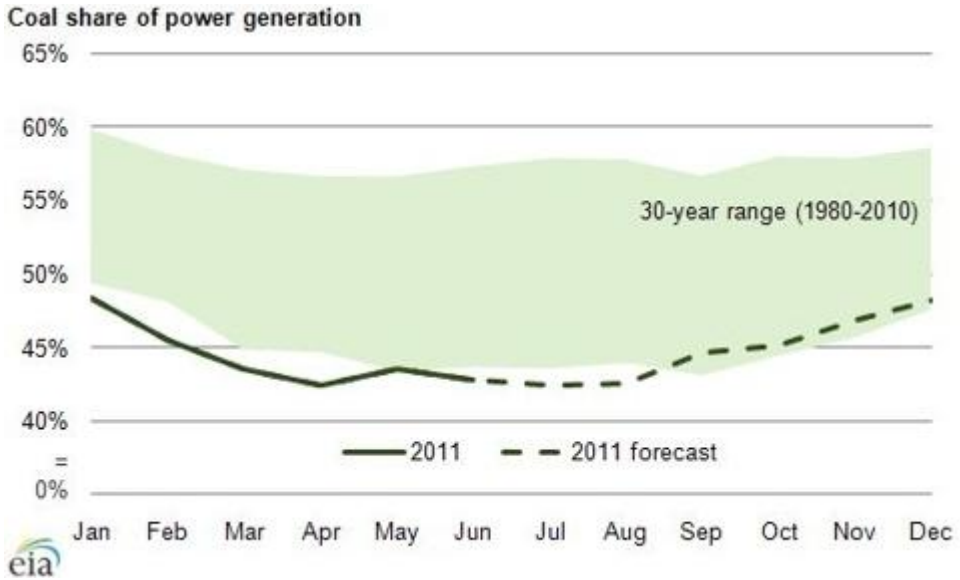
1- Técnico -la incertidumbre en los procesos físicos, el rendimiento basado en las estimaciones con datos limitados, o la incertidumbre en las escalas.

2. Estimación- La incertidumbre resultante de las estimaciones basadas en diseños preliminares, y la incertidumbre en la ejecución de los proyectos.- Las tecnologías de generación de energía requieren grandes cantidades de hormigón, acero estructural, equipos que operan a alta presión/temperatura, y varias miles de horas de mano de obra en ingeniería y construcción de estas *facilities*. La planificación y la ejecución de las actividades llevan varios años, y el *capital expenditure* para estas centrales se extiende por varios años. El cronograma del proyecto -incluyendo el programa de construcción- para llevar las tecnologías en marcha depende de factores tales como el tiempo necesario para obtener los permisos, tiempo de espera para la adquisición de equipos y materiales y los posibles retrasos y el tiempo de construcción.

Caída de la generación con carbón al nivel más bajo en 30 años

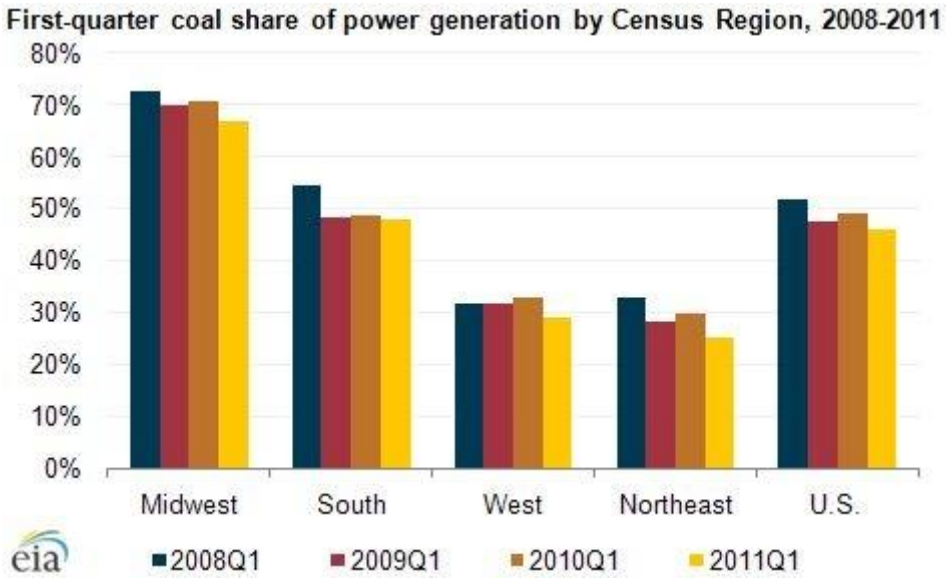
Durante los primeros tres meses de este año, la cantidad de energía generada por las centrales eléctricas a carbón en **Estados Unidos** alcanzó su nivel más bajo en 30 años. Las centrales a carbón en ese país proveyeron 440 terawatts hora (TWh) de energía en el primer trimestre.

26.5 TWh de caída es 6% menos que el año anterior. A pesar del hecho que la generación global disminuyó en Estados Unidos por lo menos 1%. Echando un vistazo a los gráficos abajo de la **Energy Information Administration (EIA)** se puede ver la contribución del carbón, como parte de la generación total de energía, y la forma en la que se encuentra bien por debajo de su rango histórico.



El carbón fue responsable del 46% de toda la energía generada en Estados Unidos en el primer trimestre. Es decir, tres puntos porcentuales menos que el año pasado y un total de seis puntos porcentuales menos que el primer trimestre de 2008. Eso es una enorme caída de carbón. ¿Qué está pasando aquí? El precio es uno de los argumentos: el precio spot de carbón fue aumentando durante casi dos años. El precio del gas natural, por el contrario, fue en la dirección opuesta. Con todas las nuevas formas de gas no convencional, los precios probablemente se mantengan bajos durante al menos el próximo año.

Esa gran diferencia de los costos tiene a las utilities aumentando el cambio a gas natural para alimentar a las nuevas centrales eléctricas. También están reconvirtiendo las viejas centrales eléctricas a carbón a gas natural o directamente cerrándolas. Cómo se puede ver en el gráfico de la EIA, aquí abajo, incluso en la región del **Midwest** -donde el carbón fue generalmente el combustible dominante- se puede ver el declive de su participación.



*En el Midwest, la participación del carbón en la generación de energía se redujo de 70.5% el año pasado a 66.9%, casi todo ellos a expensas del gas natural,

*El Sur vio el uso del carbón disminuir en siete puntos porcentuales,

*El noreste en un 8%, el occidente 2,6%

La EIA estima que el carbón verá un mayor uso en el segundo trimestre. Esto se debe principalmente a los cortes de las plantas nucleares por reabastecimiento. Esto suele ocurrir durante el periodo abril-junio del plazo mencionado.

El *bottom line* es que el uso del carbón está teniendo un gran éxito debido a la disparidad en el precio entre éste y el gas natural. Dado que la demanda en el extranjero por el carbón sigue siendo fuerte, los precios probablemente se mantendrán altos, y las reservas de carbón continuarán así.

The Best Way to Play the Shift Away from Coal. Todo se juega a un cambio con el gas natural. En lugar de escoger un perforador de gas natural o un productor, la

mejor manera es invertir en una compañía de transmisión de gas natural. Uno de los favoritos es **El Paso Pipeline Partners**, que opera transmisión y almacenamiento de gas natural. Tiene diferentes subsidiarias: **Southern LNG Company, Elba Express Company,** y **Wyoming Interstate Company**. El Paso tiene un buen ritmo de negocios en lo que respecta a almacenaje y transporte de gas natural. Dado que las empresas de energía adoptan cada vez más el gas natural como combustible para reemplazar la viejas centrales a carbón.

Para los inversores orientados en la renta quieren apostar en los espacios de energía pero están preocupados por la volatilidad de los precios del petróleo, El Paso representa lo mejor de ambos mundos.

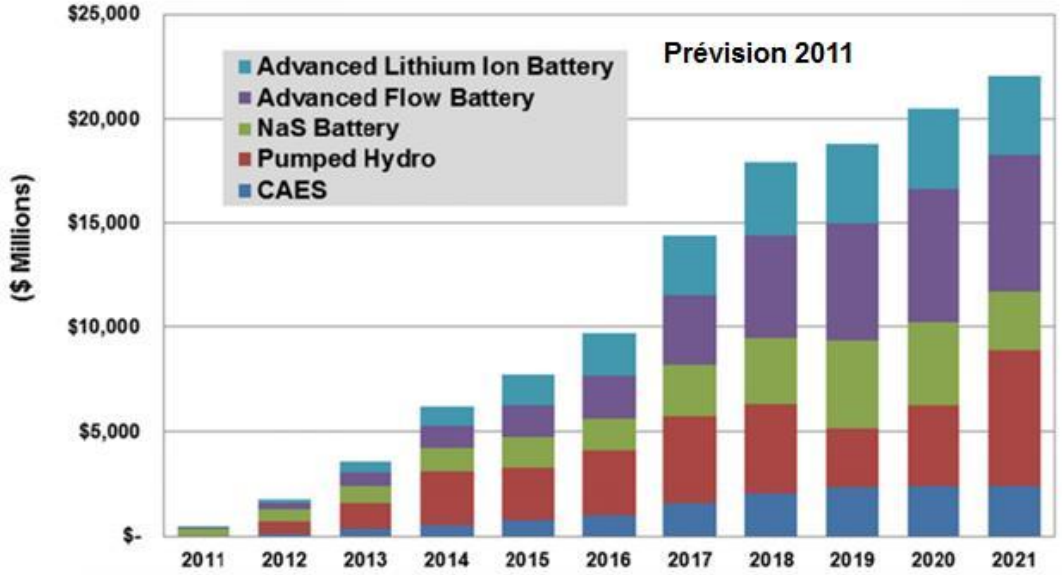
Enfoque: El almacenamiento de energía, uno de los factores claves del futuro

Los recientes acontecimientos post-Fukushima, la *vogue* de la geometría variable de las energías renovables intermitentes, la demanda creciente de energía eléctrica de las grandes áreas urbanas más densamente pobladas y el acceso a las comodidades modernas, la demanda creciente de aluminio, el desarrollo rápido de las unidades de desalinización del agua de mar, la llegada de los vehículos eléctricos, la oposición de las poblaciones europeas a la introducción de líneas eléctricas de alta tensión, las fuertes inversiones que se hicieron en **Estados Unidos**...todos estos factores se combinan para sugerir que numerosas redes eléctricas en el mundo estarán cada vez más sobrecargadas y la generación de energía disponible será cada vez más solicitada con un aumento previsible de los cortes intempestivos o al menos programados.

Japón sufre de una falta de energía eléctrica, **Europa Occidental** tendrá grave riesgo de escasez este invierno si es duro, las redes americanas sufren una inestabilidad crónica más aún con la moderación de la inversión en energía eléctrica debido a la crisis. De todo esto se desprende: el mercado de almacenamiento de energía eléctrica que se centraliza en las grandes unidades o reubicados en **UPS (Uninterruptible Power Supply)** experimentará un crecimiento interno superior.

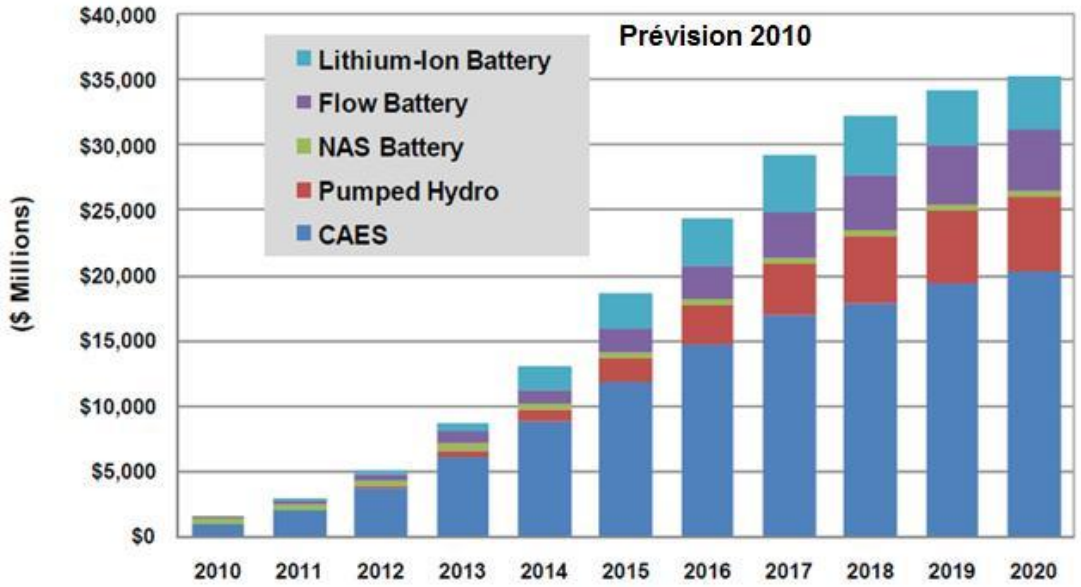
Este es un enorme mercado muy diversificado que va desde la bomba hidráulica en las montañas al pequeño UPS de respaldo para las computadoras a través de la energía eléctrica de emergencia en los hospitales donde el alumbrado público puede prevenir la asfixia regular de los centros urbanos. Hacer predicciones acerca de estos mercados es un muy complejo ejercicio de adivinación. **Pike Research** participa anualmente de este ejercicio peligroso. Proporcionando la facturación acumulada en los próximos 10 años por los fabricantes. Es interesante que con un sólo año de diferencia la consultora muestre un cambio radical (ver cuadros) y relativizar lo que se puede decir al respecto.

Installed Revenue by ESG Technology, World Markets: 2011-2021



(Source: Pike Research)

Installed Revenue Opportunity by ESG Technology, World Markets: 2010-2020



Análisis II: Potencialidades de la industria del crudo pesado en América Latina

Los principales productores petroleros en América Latina –México, Venezuela, Brasil y Colombia- apuestan al desarrollo futuro de su industria al crudo pesado y extra-pesado, animados por los buenos precios internacionales y ante el declive de los campos livianos. El modelo de consumo de energía de origen fósil, en general, no parece estar en peligro en América Latina, dado el gigantesco salto en las reservas probadas de petróleo en los últimos años. Las existencias conocidas de petróleo de la región ya llegan a 20% de los casi 1,7 billones de barriles que hay bajo tierra en el mundo[1].

La producción mundial de crudo pesado crecerá en 2 o 3 millones de barriles al día en los próximos 10 años. Así lo afirmó la directora de la empresa estadounidense IHS-Cera, **Jackie Forrest**, durante la conferencia '**Mercados e inversiones'** del **Heavy Oil Latin America Congress**. La proyección será cierta si *"los costos de capital no se encarecen demasiado, si somos capaces de obtener grandes inversiones*" y si se construyen las refinerías necesarias para procesar el crudo pesado, anotó. Aseguró que, en el caso de que se den todas estas condiciones, va a haber "*grandes precios"* en los crudos pesados.

Por años las petroleras evitaron la explotación de yacimientos de este porque la extracción, transporte y refinamiento resulta más cara que la de crudos livianos, pero en la última década las empresas han cambiado su actitud ante los elevados precios del petróleo y la escasez de hidrocarburos. Para Forrest, el diferencial de precios entre el crudo liviano y el pesado se mantendrá estrecho en los próximos 5 o 6 años, lo que ayudará "*a una mayor inversión en crudos pesados*".

La jefa de desarrollo de negocios y energía global de la **Bolsa de Valores de Toronto, Cindy Gray,** apuntó en la misma conferencia que, a la hora de decidir dónde invertir en crudo pesado, resulta '*crítico'* para los inversores la política medioambiental de cada país. "*En Latinoamérica dos países, Brasil y Colombia, son los más transparentes en política ambiental*", dijo Gray. Brasil produce 2,1 millones de barrilles al día, de los cuales el 38 por ciento corresponde a crudos pesados.

Colombia, con unos 930.000 barriles diarios, de los que cerca del 60 por ciento son de crudo pesado, se erige como el tercer productor de crudo de Suramérica, tras Venezuela y Brasil. El director general de la ANH, **Armando Zamora,** resaltó que el país proyecta producir 1 millón barriles diarios en el 2014 y 2 millones hacia el 2020.

El auge minero-energético colombiano y los flujos de recursos que están ingresando para los nuevos proyectos exploratorios llevarán a que la inversión extranjera en el sector petrolero registre este año un crecimiento significativo, equivalente al 33%. Los recursos foráneos pasarán de cerca de 3.000 millones de dólares en 2010 a un poco más de 4.000 millones de dólares al final de este año[2]. Las cifras están siendo impulsadas por la mayor perforación de bloques exploratorios en todo el país, así como por la mayor destinación de dinero para la extracción del crudo pesado, principalmente en los Llanos Orientales, proceso que requiere de millonarias inversiones en nuevas tecnologías como la inyección de agua, vapor o gas, a fin de hacer brotar el producto a la superficie.

La mayor intensidad exploratoria se evidencia en el creciente número de bloques exploratorios, los cuales ascendieron a 113 el año pasado y que durante el 2011 serán más

---

[1] *Hidrocarburos Bolivia, "*Reservas petroleras de América Latina y el Caribe *", (*

[2] El Portafolio, "*Auge petrolero impulsa la inversión en el país*", (2/8)

de 130. La **Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)** estima que esta mayor destinación de dinero de forma progresiva se irá notando en la producción mensual, la cual estará bordeando el millón de barriles diarios hacia finales de este año o a comienzos del 2012.

Seguir impulsando el desarrollo de los campos y pozos productores de crudos pesados es una de las finalidades del gobierno colombiano, teniendo en cuenta que cerca del 60% de la actual producción proviene de estas explotaciones. Para el presente año se espera alcanzar una producción de 920.000 barriles por día y de 1.350.000 barriles por día al mes de diciembre de 2014.

Se espera seguir perforando más de 600 pozos de desarrollo por año, de los cuales un 60% se estima sea en áreas con prospectividad de crudo pesado, lo cual denota el gran interés. Estos resultados alejan el horizonte de una importación neta de petróleo más allá del año 2021, dando el tiempo necesarios para que se concreten nuevos hallazgos, para lo cual continuaremos con intensas actividades en materia de exploración[3].

Ecopetrol, una de las más importantes del sector y de Latinoamérica

Ecopetrol pretende producir 26.000 b/d de recursos petroleros no convencionales al 2015. La compañía está trabajando actualmente en un pozo estratigráfico para obtener recursos de esquisto en la cuenca **Magdalena Medio**. La firma espera que el volumen de petróleo no convencional alcance los 35.000 b/d al 2020, el equivalente al 2,5% de la producción total proyectada. Además de petróleo, la empresa también se concentrará en la producción de gas no convencional. Ecopetrol estima que los recursos de esquisto, localizados principalmente en las cuencas **Catatumbo** y **Magadalena**, podrían llegar a 31.000 billones de pies cúbicos (877.000 Mm3) de gas recuperable.

La empresa pretende además concentrarse en el aprovechamiento de gas y metano de mina de carbón. La explotación de los recursos no convencionales será financiada a través del programa de crecimiento estratégico de Ecopetrol para el 2020, que cuenta con un presupuesto de 80.000 millones de dólares. Más de la mitad de esta inversión se canalizará a la producción de hidrocarburos.

Ecopetrol está desarrollando dos proyectos especiales en las refinerías de **Colombia**, uno de modernización de la refinería de **Barrancabermeja** por un monto de 3.386 millones de dólares que entrará en operación en agosto de 2015 y el plan maestro de la refinería de **Cartagena** con una inversión de 3.891 millones de dólares en donde se ampliara la capacidad a 165.000 barriles diarios y cuya entrada en operación se estima en junio de 2013.

Los analistas económicos y financieros de los mercados bursátiles afirman que la rentabilidad a largo plazo de las acciones es similar a la inversión en CDT. Igualmente, sostienen que la inversión en acciones es buena a corto plazo, sobre todo si se hace especulando, o sea comprando cuando están bajas para vender cuando estén altas; y diversificando la inversión para compensar las pérdidas en unas con las ganancias en otras.

---

[3] El Espectador, "*Crudos pesados alejan horizonte de importación petrolera hasta 2021*", (2/8)

El valor en bolsa de cualquier acción depende de las expectativas sobre las utilidades futuras de la empresa, y ese es el parámetro que debe analizarse para tomar ahora la decisión de comprar o no acciones de Ecopetrol. Hace 4 años, con la emisión del primer 10% de las acciones, era evidente que la inversión representaba una gran oportunidad, porque el precio de venta de estas ($1.400) estaba muy por debajo del valor real de $2.200, el cual logró en bolsa sólo tres meses después de vendidas.

Las acciones se vendieron como pan caliente, sin mucho esfuerzo publicitario por parte de la empresa. Hoy la situación es contraria, pues la acción de Ecopetrol está sobrevalorada y la tendencia a la baja que trae desde noviembre pasado se mantendrá hasta que llegue a su precio real de $2.800.

La misma empresa es pesimista al sacar sólo el 2% a la venta, emprendiendo una campaña publicitaria agresiva y costosa. Comprar a $3.700 es un riesgo que no puede tomar un colombiano del común, sino aquellos que están acostumbrados a hacer este tipo de apuestas y tienen capital disponible al riesgo.

El 90% de la producción actual del país de 950.000 barriles por día (BPD) proviene de campos que fueron descubiertos hace más de 20 años, y el aumento en la producción en los últimos 5 años obedece a la producción incremental de estos campos y al desarrollo de campos marginales y de crudo pesado, que no hubiera sido posible si el precio del petróleo no estuviera sobre los US$50 el barril.

La producción incremental de campos maduros como La Cira-Infantas, Casabe, Lisama, Nutria, Llanito, entre otros, está llegando a su tope; los demás, como Cusiana, Cupiagua y Caño Limón, otrora responsables del 75% de la producción, están desde hace más de 10 años en declinación; lo que indica que la producción del país y, obviamente, la de Ecopetrol llegará al final de este año a su punto máximo, para luego empezar a disminuir aceleradamente, pronosticando que al 2015 escasamente produciremos para cubrir la demanda interna.

Una variable que hará subir el precio de la acción será un nuevo descubrimiento de hidrocarburos con reservas significativas, por parte de la empresa; lo que es poco probable en Colombia por las condiciones geológicas, y menos aún si no se hacen grandes inversiones en exploración. Por el lado de los descubrimientos, Ecopetrol en los últimos 20 años no ha encontrado yacimientos con reservas originales (OOIP) individuales mayores a 5 millones de barriles, y en los últimos 5 no ha hallado más de 40 millones de barriles acumulados que correspondan a descubrimientos realmente nuevos. Con estos resultados y los de las demás empresas petroleras que exploran, Ecopetrol y la ANH afirman que en Colombia actualmente hay una probabilidad de éxito en la exploración petrolera del 36%.

Pero según las estadísticas de mismo Ecopetrol, en el país existen 304 campos, de los cuales 8 fueron descubiertos con reservas originales de petróleo OOIP superiores a 1.000 millones de barriles, 11 entre 500 y 1.000 millones, 35 entre 100 y 500 millones, y 250 campos con menos de 100 millones de barriles de petróleo. O sea que para encontrar un yacimiento con reservas superiores a 500 millones de barriles originales existe sólo un 2,23% de probabilidad. Por el lado de las inversiones, a esta actividad Ecopetrol asigna muy escasos recursos; por ejemplo, el año anterior únicamente le destinó el 3,74% de lo invertido, lo que explica los pobres resultados en adición de reservas por nuevos descubrimientos. Dice el adagio popular: "el que no busca no encuentra".

Otra variable que haría subir el precio de la acción sería un aumento sostenible sobre los US$100 el barril en el precio internacional del crudo, lo cual tiene una probabilidad mayor que hallar un nuevo pozo, pero no tan alta como para arriesgar; pues el valor está más inclinado a la baja que al alza, a raíz de los nuevos grandes descubrimientos de petróleo no convencional en lugares tradicionalmente no petroleros, que están cambiando el panorama petrolero mundial con un posible disparo en las reservas.

Igualmente, otras razones para la baja en las cotizaciones del crudo es la liberación de cuotas en la Opep y la división de sus miembros, donde Arabia propende por un aumento en la producción; la liberación de las reservas estratégicas de los países miembros de la AIE; la disminución en la demanda de petróleo en los países miembros de la Ocde a raíz de la crisis económica; la muy posible solución negociada al conflicto en Libia, y la enfermedad de Chávez, que lo puede llevar fuera del escenario donde este pregona por los altos precios.

Las potencialidades y las realidades del petróleo venezolano

PDVSA sostiene sus planes de ampliar la producción de la **Faja del Orinoco** y anunció que invertirá $2 mil millones durante 2011 para incrementar la extracción de crudos pesados de la Faja.[4] Venezuela, el país con las mayores reservas mundiales de crudo, apuesta por la Faja para reanimar su estancada producción, que el año pasado bajó a mínimos desde el feroz paro que sacudió a la industria entre 2002 y 2003.[5]
La iniciativa forma parte del **Proyecto Tricolor**, por el cual los bloques **Carabobo, Junín** y **Ayacucho** aportarán otros 146 mil barriles diarios de crudo adicionales a la producción actual de la división Faja, que ronda los 900 mil barriles diarios. El proyecto Tricolor prevé que de inmediato se inicie un incremento paulatino de la extracción, partiendo desde 23 mil barriles diarios, hasta alcanzar los 146 mil barriles en diciembre.

Pdvsa planea que trabajando a través de macollas (clusteres de pozos integrados) se logre mayor eficiencia en el manejo de los campos. El proyecto Tricolor está trabajando en 27 macollas, con 30 taladros repartidos a razón de 12 taladros en el bloque Carabobo, 10 taladros en el bloque Ayacucho y 8 taladros en el bloque Junín.

México y la inevitable dependencia de los crudos pesados

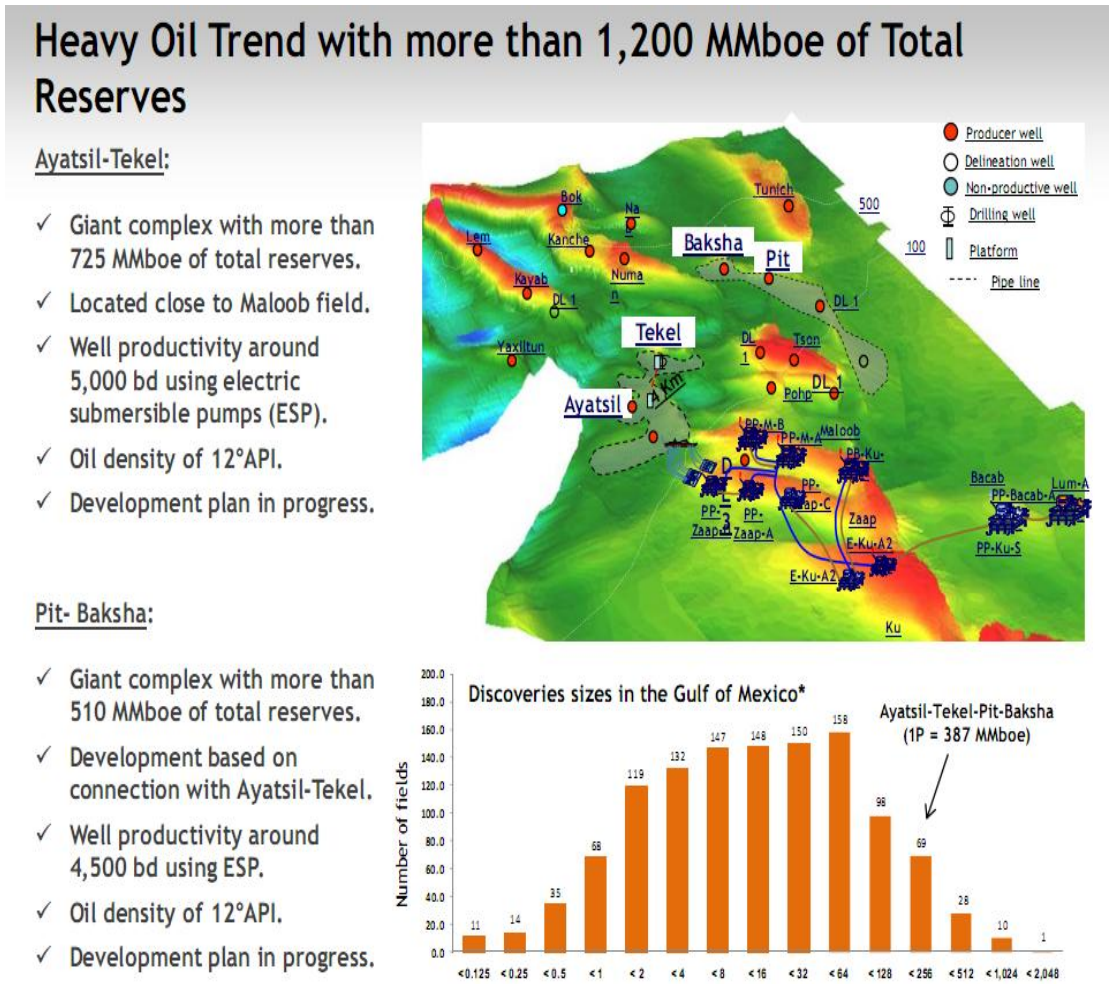
México, que ha visto caer su producción de 3,3 millones de barriles diarios (b/d) en 2004 a unos 2,5 millones en la actualidad, cuenta con reservas de 43.000 millones de barriles de crudo equivalente, de los cuales 52% corresponde a crudos pesados o extra-pesados.[6] Después de casi 13 años de que **Petróleos Mexicanos (Pemex)** permaneció como la tercera empresa productora de petróleo crudo del mundo, fue desplazada por la

---

[4] El Universal, "*Pdvsa invierte $2 millardos para elevar producción*", (29/7)
[5] Reuters, *"Venezolana PDVSA invertirá 18.000 mln dlr en 2011*", (28/7)
[6] The Wall Street Journal, "*Mexico's Pemex July Crude Output Hits Lowest Level This Year*", (2/8)

petrolera venezolana PDVSA y descendió un lugar en el ranking mundial de acuerdo con el Informe Estadístico de la propia paraestatal e información de **Energy Intelligence Group, PIW Ranking 2011**.

Pemex planea explotar 11 campos de petróleo pesado en el **Golfo de México**, con la perforación de 100 pozos y la instalación de 15 plataformas para conseguir su primera producción en 2014. El primero de ellos sería el de **Ayatsil Teker**, con 59 km2 y reservas estimadas de 725 millones de crudo equivalente. Las pruebas dieron crudos de menos de 11 grados API con viscosidades muy altas, que sería mejorado con petróleo ligero marino de campos cercanos para asegurar la comercialización del proyecto.



En los que va del año **Pemex Exploración y Producción (PEP)** ha ejercido inversiones aproximadas de 120 mil millones de pesos en trabajos de desarrollo de pozos y explotación de hidrocarburos, como parte de las acciones para revertir la caída de las reservas petroleras que se agudizaron con el declive de **Cantarell**.

Carlos Morales Gil, director general de PEP, explicó que entre los proyectos de mayor importancia para la petrolera se encuentra el desarrollo de campos ya descubiertos como el **Tsimin-Xux** de crudo ligero, de **Ayatsil-Tekel** de pesado y **Lakach** de Gas, todos ellos en la Sonda de Campeche, así como un incremento en la explotación de petróleo en los campos productores. Los recursos ejercidos representan 49.4 por ciento de los 243 mil millones que se tenían contemplados en el presupuesto inicial para todo el año.

Tan sólo para el desarrollo de los pozos Tsimin-Xux y Ayatsil-Tekel se estima un gasto de 7 a 8 mil millones de pesos, por encontrarse en aguas someras, mientras que Lakach, que cuenta con una importante cantidad de reservas de gas y que se encuentra en aguas profundas, se espera un gasto de hasta 25 mil millones de pesos.

La diferencia de costos tiene que ver con la ubicación y las características de cada uno de los complejos, pues para la extracción de petróleo se requiere de la instalación de plataformas, las cuales ya fueron solicitadas, pero en el caso de Lakach es necesario un sistema de bombeo y ductos profundos.

Análisis III: ¿Reestructuración de la industria petrolera?

El mes pasado **ConocoPhillips** anunció que planea separarse en dos compañías de comercio independiente, lo que tomó a **Wall Street** por sorpresa, pues ahora se plantean preguntas incómodas sobre la *raison d'etre* de las grandes compañías petroleras. Si Conoco demuestra que puede generar valor separando sus unidades de exploración y producción de sus unidades de refinería y mercadeo, otras compañías, como **BP** y **ExxonMobil,** podrían encontrarse pronto bajo presión de sus accionistas por tomar las mismas medidas, cambiando para siempre el panorama energético.

Hasta ahora, era bien aceptado que ser más grande era la clave para ser una mejor compañía petrolera. Esta visión fue llevada a su extremo lógico a finales de los 90, cuando nació la compañía petrolera "*Super Major*". En **Estados Unidos**, Conoco se fusionó con **Phillips, Chevron** con **Texaco** y Exxon con Mobil. En Europa, BP adquirió las compañías petroleras estadounidenses **Amoco** y **Arco**, mientras que *Total*, de Francia, compró a **Petrofina**, de Bélgica, y a su compañera francesa **Elf Aquitaine**. Sólo **Royal Dutch Shell** evitó la locura por las fusiones.

La razón de las fusiones era clara: los precios de los combustibles habían colapsado. A finales de los 90, el petróleo se comerciaba a 10 dólares por barril debido a una serie de eventos; algunos situacionales, como la crisis económica asiática de 1998, y algunos estructurales, como la decreciente relación entre el consumo de petróleo y el crecimiento económico en países occidentales. Además, el número de campos petroleros abiertos al desarrollo comercial habían disminuido, mientras que las regalías de los campos existentes

se menguaban al tiempo que los países productores de petróleo exigían una porción más grande del pastel de los ingresos.

Las fusiones fueron vistas como un éxito para la mayoría de las compañías, pues lograron racionalizar sus modelos de negocios y hacer más eficientes sus operaciones. Ser más grandes les dio más poder de apreciación al tratar con contratistas de servicios petroleros, y mayor poder de apalancamiento a la hora de negociar con gobiernos extranjeros. Pero los beneficios de ser más grandes lucían confinados a unidades de negocios distintas: mientras que una unidad de refinería se volvía más eficiente gracias a la fusión, no se debía a que la compañía tuviera una unidad de exploración y producción fuerte, y viceversa.

Esto se debe a que el lado de la exploración y el lado de la refinería del negocio de petróleo tienen poco que ver uno con otro. Contrario a la creencia popular, las grandes compañías petroleras no tienen casi ningún control sobre el precio del petróleo hoy en día. Este poder pertenece directamente a los países ricos en petróleo que tienen la mayor parte de las reservas petroleras, a los bancos de Wall Street y a los fondos de cobertura que especulan y hacen los mercados en el juego de comercio de petróleo. Aunque ExxonMobil obtenga petróleo, no puede garantizar que su unidad de refinería pueda procesar de forma rentable un barril para convertirlo en gasolina o en calefacción por petróleo.

Los inversionistas que querían una exposición al sector del gas y del petróleo se dieron cuenta de esta desconexión. Mientras colocan más dinero en las compañías de enfoque más pequeñas que se concentraron en una industria de forma vertical, las grandes empresas petroleras comenzaron a comerciar a un descuento. De hecho, desde la locura de las fusiones del año 2000, las grandes compañías petroleras han comerciado con un descuento promedio de entre 11% y 12%, en comparación con sus competidores más pequeños de un sólo enfoque, según un estudio reciente de **Citi Investment Research and Analysis.**

Este descuento se traduce en miles de millones de dólares en valor perdido en compañías de este tamaño. Un ejemplo es el caso de **Marathon Oil**. La pequeña firma integrada de petróleo y gas anunció en enero que se separaría en dos compañías -una que se concentre en la exploración y producción y otra que se concentre en la refinería y mercadeo- algo similar a la división de COP. Un día antes del anuncio, Marathon tenía un valor en el mercado de cerca de 28,900 millones de dólares. Hoy en día, ambas compañías independientes, Maraton Oil Corporation y Marathon Petroleum Corporation, tienen un valor en el mercado combinado 30% mayor, de 37,400 millones de dólares, lo que significa que la división desencadenó potencialmente 8,500 millones de dólares en valor.

Si COP pudiera ganar 30% en su división, sumaría un impresionante valor de 33,000 millones de dólares, según su valuación en el mercado el día previo al anuncio del acuerdo. Pero a diferencia de Marathon, COP ha visto como su precio de participación cae desde el anuncio, cerca del 3% abajo en ganancias mediocres.

Claro que Marathon y COP se comerciaban en lugares distintos cuando anunciaron su decisión de separación, pues Marathon se comerciaba a un descuento de cerca del 20% en comparación con otras compañías petroleras integradas, mientras que COP se comerciaba a la par de sus contrapartes. Parece que el mercado revaluó a Marathon para comerciar en conformidad con sus contrapartes y después le cedió un 10% de valor adicional para compensar el descuento promedio entre las firmas petroleras integradas y las compañías de un sólo enfoque. Si esa lógica aplica y COP genera un 10%, aún podría liberar 18,000 millones de dólares en valor... nada mal.

Las grandes empresas petroleras restantes (ExxonMobil, Total, Chevron, Shell y BP), así como las compañías petroleras integradas más pequeñas, como **Hess**, estarán prestando atención a COP mientras comienza a desmembrarse. Los analistas ya comenzaron a jugar con los números. La mayoría ha dicho que BP es la más propensa a

separarse. La compañía petrolera actualmente comercia a una fracción de su valor de activos neto, debido, sobre todo, al golpe que recibió por el derrame petrolero masivo en el **Golfo de México**, el año pasado. **Deutsche Bank** calcula que si BP dividiera su unidad de refinería y mercadeo, podría liberar entre 15,000 y 20,000 millones de dólares en valor si se comerciara a la par de sus contrapartes.

Pero los analistas de Deutsche Bank dicen que es "*insensato*" creer que la compañía podría hacer otra división estratégica, dados los miles de millones de dólares en pérdidas potenciales que aún enfrenta en relación al derrame petrolero del año pasado. Podría tomar años antes de que el desastre quede limpio, manteniendo unido a BP a la fuerza. Pero una vez más, la empresa está tomando medidas para reducir su presencia en la refinería sin dividirse, vendiendo algunas de sus refinerías más grandes para ayudar a pagar los costos en relación con el derrame.

La petrolera británica no es la única que vende refinerías. Por ejemplo, Shell recortó el 40% de su capacidad de refinería en los últimos 12 años a través de ventas de activos. Una división en el caso de Shell podría no generar el mismo valor como lo haría COP. Además, las compañías petroleras son conservadoras, por lo que convencerlas de hacer una división radical, aunque pueda liberar potencialmente miles de millones de dólares en valor, no será nada fácil. Un ejemplo es ExxonMobil. Un incremento de sólo 10% en el valor a través de una división valdría 43,000 millones de dólares para los accionistas, el equivalente al PIB de Túnez. Pero ExxonMobil es el miembro más conservador de las grandes empresas petroleras, por lo que una división sería difícil de imaginar.

"Aunque ExxonMobil sería el candidato ideal porque una división desencadenaría el mayor valor, es el menos propenso a hacerlo, pues su administración está convencida de que el modelo integrado funcionará en el futuro tal como lo ha hecho en el pasado", dice **Fadel Gheit**, analista energético en **Oppenheimer**. Ni siquiera ExxonMobil es inmune a la presión de los accionistas. Se espera que COP complete su división en el primer trimestre del año entrante, dando a las acciones de la compañía algo de tiempo para colocarse por la vía positiva.

Si la historia de ConocoPhillips es un éxito para los accionistas, habrá intenciones para desintegrar a las grandes compañías petroleras justo a tiempo para las reuniones anuales de la primavera. Así que para estas alturas del 2012, es probable que estas firmas vayan por el camino titánico de las petroleras estándar de **Rockefeller**, en donde los mercados, y no el Gobierno, son los que están forzando una división esta vez.

EnerDossier ofrece servicios de consultoría y asesoramiento sobre sectores estratégicos de la economía global a empresas privadas, organismos públicos y ONGs. Quienes leen semanalmente los informes de EnerDossier conocen los enfoques high-quality sobre temas del sector energético.
Si desea mayor información escribir a hernan.pacheco@enerdossier.com