EnerDossier

Análisis Sobre El Mercado Energético Mundial

Del 16 al 23 de mayo de 2008

Por Hernán F. Pacheco

EnerDossier

Índice:

Análisis I: Incremento del consumo del diesel, caída en desgracia de la gasolina y plan de expansión de refinerías 3

Análisis II: Aumento de la demanda global de diesel 8

Análisis III: Con el barril pasando los 130 dólares, ¿es el fin del subsidio a los combustibles? 10

Enfoque: Suez gana la hidroeléctrica Jirau con una tarifa de 43,5 dólares por MWh 13

- ✓ *Nuevas oportunidades de aprovechamiento hídrico y resistencia de comunidades indígenas* 17

Análisis VI: El relanzamiento del nuclear del Reino Unido y la venta de British Energy 19

GNL: Venezuela aspira a ingresar al mercado mundial, mientras las resultados de perforación fueron decepcionantes 22

Commodities 25

Análisis I: Incremento del consumo del diesel, caída en desgracia de la gasolina y plan de expansión de refinerías

Después de enfocarse pesadamente sobre la gasolina durante décadas, las refinadoras de Estados Unidos comienzan a redireccionar su atención a la capacidad de producción de diesel para aprovechar el boom global de la demanda del combustible. Aunque las refinadoras se movieron rápidamente para incrementar la producción de gasolina en el avance del *summer driving season*, pero en cambio tratan de maximizar la producción del más rentable diesel. El hambre global por el diesel, sumado a la capacidad de refinación apretada, hizo del diesel una de las pocas causas de optimismo en el negocio de refinación, catapultando altos precios como el paralelo incremento de la gasolina[1]. El precio más alto del diesel implica que el combustible es más lucrativo para los refinadores a la vez que las ganancias de la gasolina.

Mientras los consumidores estadounidenses reducen el consumo de energía debido a los altos precios de los combustibles y un *slowing* de la economía, la demanda crece dinámicamente en el mundo en desarrollo, donde el diesel a menudo es el favorito por sobre la gasolina. Los problemas de la economía estadounidense ayudaron a instar a la Agencia Internacional de la Energía a reducir su pronóstico de la demanda global para el 2008 en 310.000 barriles por día, a 1,3 millones de bpd, mientras que espera ahora que las exigencias de las naciones de la OCDE caigan en 200.000 bpd. "*El crecimiento de la demanda global de petróleo en el primer trimestre estuvo compuesta completamente por los destilados medios y no toda fue estructural*," escribió Jan Stuart de UBS Securities en un informe.

A diferencia de la gasolina, que es usada principalmente para automóviles, el diesel también abastece de combustible a los tractores, los camiones y los generadores de electricidad. Aunque los datos del gobierno estadounidense mostraron un desarrollo en las últimas semanas en los stocks de destilados, que son sobre todo de diesel, las provisiones permanecen debajo de los niveles del año pasado.

Un galón de diesel es más caro que *unleaded regular* (gasolina sin plomo regular). Ambos combustibles aumentan abruptamente este año debido al costo del petróleo crudo. ¿Pero por qué es el precio del diesel, destilado del mismo ingrediente del crudo, de crecimiento más rápido? Es porque los altos precios afectan la demanda de cada uno de los productos petroleros de manera diferente, y el diesel es "*un producto que el mundo realmente quiere*", dijo Lawrence J. Goldstein, director del Energy Policy Research Foundation[2]. Los precios atrajeron la atención del Congreso. Este mes, John

[1] The Wall Street Journal, "*Refiners Tilt to Diesel Over gasoline*", (16/5)
[2] The New York Times, "*So You Think Gas Costs a Lot?*", (18/5)

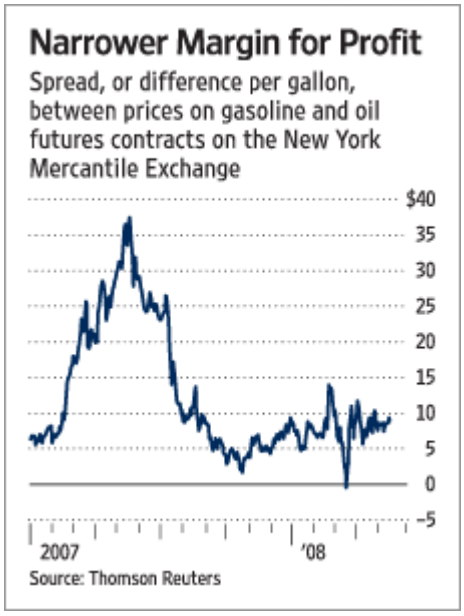
Felmy, jefe economista del American Petroleum Institute, un *industry trade association*, dijo que "*la demanda estadounidense de petróleo, incluyendo la demanda de gasolina, se aplanó*", dijo. "*Sin embargo, en Estados Unidos, la demanda por diesel permaneció fuerte*". Una parte de la demanda americana de combustible de transporte es satisfecha por refinerías en Europa, un link que por lo general ayuda a contener los precios.

Cada barril de 42 galones de petróleo crudo cede aproximadamente 19 galones de gasolina, según el Departamento de Energía, y aproximadamente 10 galones de diesel y *heating oil* combinado (los dos son químicamente similares). El *shifting* a motores diesel fue promovido como una forma de ahorrar petróleo y satisfacer normas de eficiencias en la economía de los combustibles; porque los motores diesel funcionan con cilindros de alta presión, entregando más poder por cada BTU de energía del que usan (y cada galón tiene más BTU que la gasolina). Pero mientras pueden tener grandes ventajas en términos de eficiencia de combustibles, su eficiencia de costos, en millas, se encogen. El cambio en los precios de los combustibles coincide con los fabricantes de autos, que después de años de trabajos para hacer más limpio los motores diesel, se disponen a vender vehículos de pasajeros impulsados con diesel. La estrategia ahora es vista como dudosa porque los modelos diesel cuestan más que los equivalentes vehículos a gasolina.

La debilidad de la demanda de gasolina en EE.UU. hizo difícil que los refinadores incrementen los precios bastante para compensar los precios del petróleo crudo que superaron los 125 dólares este año. Muchos refinadores vieron su nomina de ingresos y reportaron perdidas en el primer trimestre. La gasolina es el combustible primario consumido en EE.UU., y domina la producción de las refinerías. En 2007, la gasolina fue considerada como aproximadamente el 35% de los productos refinador del petróleo hechos en ese país, con el diesel subiendo al 24% del total. Como el aumento de los precios del diesel excedió a los de la gasolina, las refinerías americanas regularon la producción de gasolina, cortando los *operating rates* de refinación de 86,6% a 89,5% hace un año, según las últimas estimaciones del gobierno.

Recientemente, la producción semanal de gasolina callo en un promedio del 2,2% en relación al mismo periodo del año pasado, y por debajo de los niveles de 2005 y 2006. Mientras tanto, la producción semanal de destilados, que es en su mayor parte diesel, subió un promedio de 3,2% desde el año pasado y sobrepasó los niveles de los dos años anteriores.

El nuevo énfasis de los refinadores en el diesel tiene improbablemente un gran efecto sobre los precios de la gasolina en los surtidores. Entre la débil demanda y el suministro encima de los niveles del año pasado, los precios de la gasolina persiguen la señal del mismo precio del petróleo.



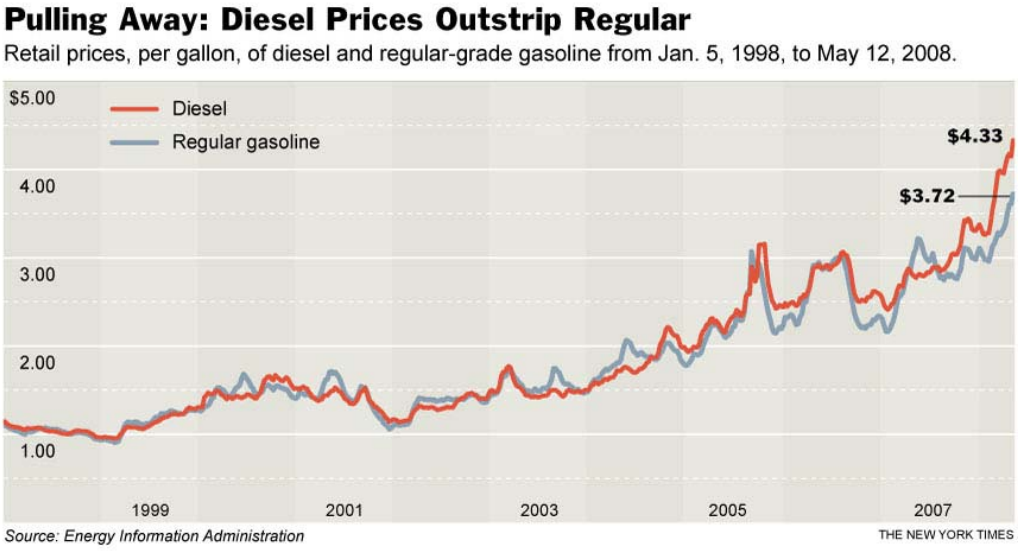
Después que Valero Energy Corp reportó bajos beneficios en el primer trimestre a mediados del mes pasado, funcionarios de las empresas aseguraron a los inversores que ellos incrementarían la producción de diesel. Pero las refinadoras están limitando cuanto ellas puede en el corto plazo. A pesar de los *high premiums* por el diesel, las refinadoras americanas son capaces de incrementar solo aproximadamente del 3 al 4% más de diesel del que produjeron en 2004, dijo Thomas O'Connor, senior manager de ICF International, una empresa de servicios de consultaría. Para aumentar considerablemente la producción las refinadoras deben actualizar las facilities de producción con caros equipos diseñados químicamente para trata petróleo realizar galones de gasoil suplementarios. Mientras algunas refinadores proponen proyectos para ampliar su capacidad de diesel, esto tomará años para implementar los cambios, dijo Olivier Abadie, experto en refinación del Cambridge Energy Research Associates. "*La tendencia que es importante detrás del futuro de las expansiones es el downtrend* (tendencia descendente*) en la gasolina*", dijo Joanne Shore, analista de la U.S. Energy Information Administration[3]. "*Cualquier decisión sobre inversiones, yo asumiría, sería enfocado al aumento de la producción de destilados, más que gasolina*", dijo.

La infraestructura de refinerías en América fue fuertemente influida en favor de la producción de gasolina durante décadas, pero el combustible motor perdió un poco de lustre con los altos precios en los surtidores y la subida de los biocombustibles en el crecimiento de la demanda estadounidense. La legislación estadounidense confiere por mandato un aumento de la producción de etanol y requiere mayor eficacia de combustible para reducir la demanda de gasolina de las refinerías estadounidenses en un 7% para 2022, según cálculos de la EIA. Valero Energy Corp, una de las refinerías líderes de Estados Unidos con sede en San Antonio, Texas, está enfocado en varios proyectos de expansión -en Port Arthur, Texas, y St. Charles, en Louisiana. "*Creemos que la demanda de destilados va a ser más altas que la gasolina en los próximos años. Y los márgenes de los destilados son actualmente un poco más altos que la gasolina lo que da sentido a las inversiones en proyectos*", dijo Bill Day, vocero de Valero.

Hasta entonces, un camino que pueden tomar las refinadoras está en subir la producción en el corto plazo en el proceso *kind of oil* que entregará diesel mayor

[3] Reuters US, *"U.S. refiners turn attention to diesel amid boom"*, (19/5)

producido por barril: crudo medium-grade, low-sulfur. El contenido bajo de azufre beneficiaria a las refinadoras en momentos en que las especificaciones federales sobre combustibles limpios están en el orden del día. El crecimiento de la demanda hizo que el combustible medium-grade se hace más difícil de adquirir, y sea más caro. Los precios de ese crudo, Nigerian Forcados, superó el benchmark del mercado West Texas Intermediate en el mercado spot durante la mayor parte de este año. Las refinadoras compiten para asegurarse los suministros de petróleo crudo para hacer más diesel, añadiéndose a la creciente presión por los precios del petróleo.



US truckers are angry, and showing it. Las protestas de los camioneros se multiplican con el incremento del 40% en los precios del diesel en relación al año pasado[4].Los crecientes costos del diesel podría alimentar la inflación, sostiene Financial Times, dado que los camiones llevan más de dos terceras partes de las cargas estadounidenses. Los ferrocarriles son también grandes usuarios del combustible. La mayor parte de compañías de camiones y de *shipping brokers* impusieron sobrecargas de combustible a sus tarifas de carga, aunque los pequeños operadores de camiones se quejan de que los brokers no pasan los ingresos suplementarios.

El dolor por los precios más altos del combustible ocurre mientras los márgenes de los camioneros ya están acotados por las tarifas de carga, causados tanto por la sobrecapacidad como por la reducción de la marcha de la economía. Peter Nesvold, analista de Bear Stearns, dijo que, con el precio del diesel con un incremento de 70 centavos por galón durante las últimas seis semanas, "*muchas flotas siguen retrasando la compra de equipos*". Más allá de la industria de camiones, el *widening gap* (ampliación de la distancia) entre los precios del diesel y la gasolina es un golpe a los fabricantes de autos como Volkswagen y Daimler que está en proceso de lanzamiento de modelos diesel en Estados Unidos.

Allen Schaeffer, director ejecutivo del Diesel Technology Forum, dijo que el precio más alto será más provocativo para los fabricantes de autos que procuran vencer la antipatía de los americanos hacia los autos impulsados por diesel. Ante los

[4] Financial Times, "*Diesel price fuels US truckers' anger*", (8/5)

pronósticos de una economía más lenta y nuevas reglas de eficiencia de combustible tarde o temprano harán los precios del diesel más cercano a los de la gasolina.

American Trucking Association, un grupo de lobby, dio al gobierno federal una lista con 12 puntos de políticas de cambio para aliviar la grave situación de la industria. Entre las que se incluyen más liberación de petróleo de las reservas estratégicas, más exploración agresiva de petróleo y aplicación *streamlining* (más eficiente) en las nuevas refinerías.

Mientras la tendencia en Estados Unidos se desplaza hacia el diesel, los expertos de energía advierten que las expansiones de refinerías en el exterior podrían cortar los planes domésticos. Los países de Medio Oriente y Asia atraviesan por una oleada de construcciones de refinerías con inversiones en mercados de rápido desarrollo para el combustible y ambiente regulatorio que es más *friendlier* para las refinerías. "*Sospecho, si usted mira* (el petróleo crudo) *los números de los destilados, son realmente eye-popping* (formidables)," dijo Sarah Emerson, director de Energy Security Analysis Inc, sobre la capacidad de refinación global. La refinería india de Reliance con 580.000 barriles por día, por ejemplo, se estrenará a finales de 2008 y se espera que concentre la mayor parte de su producción sobre exportaciones, algunas de las cuales probablemente desplacen la gasolina de las refinerías americanas. Una de las ventajas sobre sus pares es que puede tratar crudo barato, *low-grade* en la gasolina y diesel que responde a las estrictas normas occidentales.

Cuando Reliance Industries abra se segunda enorme refinería este verano, los consumidores mundiales de petróleo pueden dar un suspiro de alivio con la inyección de combustible suplementario en un mercado que estuvo escaso de capacidad de refinación durante años[5]. Con un bajo costo de base y alta complejidad ofrecerá un alcance sin igual global para su combustible, permitiéndole cambiar las exportaciones a mercados de más altos precios cuando la *full production* comience en enero. Jugando un papel en las oscilaciones de suministro.

Incluso si los márgenes globales se deterioran, Reliance es prospera con una planta que puede usar los crudo líderes mundiales más baratos -con alto contenido azufre, ácido y metales- para hacer los mejores productos. "*La refinería fue diseñada para producir los productos de calidad óptimos que pueden ser exportador en todo el mundo, usando los peores crudos posibles*", dijo Al Troner, jefe del Asia Pacific Energy Consulting (APEC). Fereidun Fesharaki, jefe de FACTS Global Energy, espera que Reliance transporte al menos 100.000 bpd de gasolina a Estados Unidos vía Chevron, que posee el 5% de la planta de 6 mil millones de dólares, el equivalente a un décimo de las importaciones estadounidenses, la mayor parte de las cuales proceden de Europa. También, se plantea vender más productos directamente allí. El suministro de gasolina de Reliance podría sustituir casi un tercio de las exportaciones de Europa y de Estados Unidos, que usa el 43% de la gasolina mundial, y donde la escasez de refinación ha sido culpada parcialmente como la razón de un barril de crudo pasando los 120 dólares.

Esto genera la difusión comercial de Reliance. Esta es una estrategia ya en juego en África, donde Reliance compró la mitad de un retailer con sede en Tanzania y una firma de almacenamiento Gulf África Petroleum Corp, que tiene 300 estaciones de servicios. La demanda de África Oriental de combustible se incrementa, conducida por Kenia y Tanzania. Sudáfrica ha visto una subida de la demanda de diesel debido a los paros en el suministro eléctrico que pueden durar años. "*Geográficamente hablando, tiene sentido enviar productos a África Oriental*", dijo el analista Stan Drochon, de PFC Energy.

---

[5] Sify, "*RPL refinery to redraw fuel trade routes*", (16/5)

Y Reliance ya exporta por valor de 1,5 mil millones de dólares a Brasil de diesel por año.

La dura competencia de las refinerías en el extranjero, según algunos expertos en energía, forzará a algunas en Estados Unidos y en Europa menos eficientes a cerrar sus puertas. Incremento de costos, *thinner margins* y la competencia del extranjero forzaron ya a refinerías estadounidenses a interrumpir varios prominentes proyectos de expansión en los últimos años. Las refinerías estadounidenses añadirán aproximadamente 800.000 barriles de capacidad de crudo destilado par 2010, por debajo de las estimaciones más tempranas después que Chevron, Marathon, Sunoco y otros cancelaron o aplazaron proyectos.

Análisis II: Aumento de la demanda global de diesel

La creciente demanda de energía, el envejecimiento de infraestructura y la escasez de combustibles en los países en vías de desarrollo están aumentando la demanda global de diesel, lo que podría mantener a los suministros ajustados y a precios fuertes por otro par de años[6]. El boom en el uso de diesel para los generadores eléctricos en partes de Asia, África, Medio Oriente y Latinoamérica. "*Hay una escasez de capacidad de generación eléctrica en parte del mundo, incluido Medio Oriente, lo que causa apagones, y una creciente demanda de generadores de respaldo que funcionan a diesel*", dijo Antoine Halff, analista de petróleo de Newedge Group de New Cork. La escasez de gas natural en Chile y Argentina, una crisis de energía en Sudáfrica, junto con la creciente demanda de combustible en China y Medio Oriente son los conductores claves del boom de los destilados –que se suma al ya robusto consumo de diesel en Europa para automóviles-.

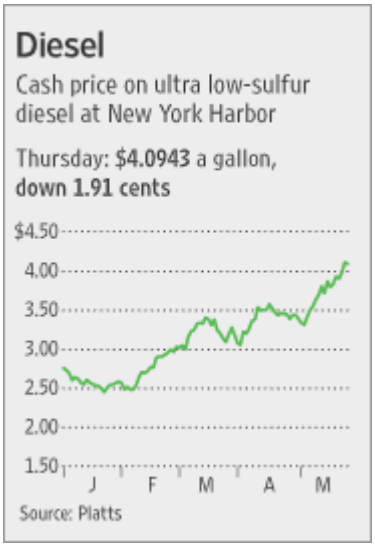
Los futuros de combustibles para calefacción en la New York Mercantile Exchange –el benchmark para el diesel en Estados Unidos- saltaron cerca de un 140% desde hace un año, superando una escalada del 80% en los precios del crudo en el mismo periodo. El gas oil de Londres también trepó a sus máximos históricos, ganando un 83% desde el año pasado.

La demanda de destilados para alimentar los generadores a diesel se incrementó en 250.000 bpd en China, Sudáfrica y Latinoamérica desde el inicio del año, de acuerdo con Goldman Sachs. "*Estas regiones han sufrido pérdidas estructurales significativas en la capacidad de generación de energía que sólo pueden ser reemplazadas por capacidad de generación a petróleo temporal, siendo la capacidad a diesel la forma más fácilmente accesible*," escribió la firma en una nota de investigación. La demanda de refrigeración en el Hemisferio Norte y de calefacción en el Hemisferio Sur podría mantener a la demanda creciendo, de acuerdo a Goldman Sachs. Podría surgir más fortaleza de las necesidades de generación industrial para la producción, particularmente de metales en Chile y Sudáfrica[7].

---

[6] Reuters US, *"World power crunch tightening diesel market"*, (29/4)
[7] Reuters India, "*Oil surges to new highs, dealers focus on diesel*", (7/5)

Se espera que las importaciones de diesel de Chile salten hasta un 10% este año debido a la escasez de gas natural y de energía hidroeléctrica mientras que el país sudamericano lanza un plan de varios años para apuntalar el suministro eléctrico. En Sudáfrica, compañías mineras han recurrido a los generadores a diesel para combatir la crisis energética que ha dejado en penumbras a los hogares y negocios en la mayor economía de África.



La economía china en auge, que ha sido una de las fuerzas fundamentales detrás de la quintuplicación de los precios del crudo en los últimos seis años, también ha estado utilizando más generadores a diesel para superar la escasez y garantizar un suministro adecuado en los Juegos Olímpicos este verano boreal. "*La gente está mirando al diésel. La situación es peor desde el terremoto del lunes en China*", indicó Robert Laughlin, analista de petróleo de MF Global. Antes del terremoto, China extendió las fuertes compras de diesel iniciadas el año pasado. Las importaciones del combustible crecieron en abril 30.400 toneladas, a 520.000 toneladas.

Las estatales Sinopec Corp y PetroChina, respondiendo a un llamado del Gobierno central, almacenaron combustibles para compensar posibles interrupciones de los suministros antes de las Olimpiadas de agosto. Beijing eliminó el impuesto al valor agregado del 17% que regía sobre las importaciones de gasolina y diesel en el segundo consumidor mundial de petróleo. Mientras, el Ministro de comercio de China impulsó a las principales empresas petroleras a aumentar el suministro de diesel para satisfacer la demanda creciente del sector agrícola durante la primavera y el verano[8]. Los analistas creen asimismo que la necesidad de generar energía diésel en áreas afectadas por el sismo de la semana pasada en China está alentando la demanda de combustible.,

"*El tema fundamental ahora es el suministro apretado de middle-destillates, principalmente los que provienen de China*", dijo Ken Hasegawa, broker de Newedge Japan, en referencia al mix de productos petroleros que incluye diesel, jet fuel y heating oil. "*cada refinadora en Japón trata de vender diesel a China*"[9]. Los middle distillates

[8] AFP, "*China tells companies to provide more diesel to agriculture*", (23/4)
[9] The Wall Street Journal, "*Olympics, Quake Drive Oil's Rise*", (23/5)

representaron el 36% del consumo mundial total de petróleo en 2006, el año de datos disponibles más reciente del BP Statistical Yearbook of World Energy.

El aumento se agrega a la demanda europea de diesel, que ha trepado debido a la creciente popularidad de ese combustible entre los conductores. En algunos países europeos, el diesel representa más del 70% de los nuevos automóviles registrados[10]. Este cambio en la demanda está dejando a las refinadoras de Europa y Asia con un *surplus* de gasolina pero no de diesel. Las refinerías en el extranjero se sienten felices de vender sus excedentes de gasolina a Estados Unidos que aun quiere prodigiosas cantidades de ese combustible. "*Esto, créanlo o no, ayuda a mantener los precios de la gasolina más bajos que lo que sugiere el precio del crudo*".

Con el aumento del transporte rodado y cada vez más automóviles diesel en el mundo, la oferta no da abasto porque de un barril de petrolero solo pueden refinarse porcentajes fijos de gasolina, diesel, gasóleo y lubricantes. Es decir, que un aumento de las compras, necesariamente sube el precio del producto más demandando, dijo un analista a Deustche Welle[11]. A ello se agrega, resaltó el Automóvil Club de Alemania (ADAC), que Estados Unidos está comprando a cada vez más combustible en Europa, porque la capacidad de sus refinerías es limitada. Por ello, concluyó, seguramente no se trata de un fenómeno pasajero, sino de una tendencia que continuará acentuándose en los próximos tiempos.

Análisis III: Con el barril pasando los 130 dólares, ¿es el fin del subsidio a los combustibles?

Las malas noticias se reproducen para los consumidores de petróleo en el resto del mundo, que enfrentan costos record del crudo, debido en parte a la creciente demanda sin control en países donde los precios del bombeo subieron poco desde mediados de 2006, cuando el crudo estaba en 70 dólares. Sin negar el derecho de los países emergentes a desarrollarse, y pues de consumir cada vez más petróleo, las voces se elevan hoy contra los sistemas de subvenciones colocados en muchos estados del planeta. Por cierto, tiene su lógica: cuanto menos un país es desarrollado, más petróleo es crucial para su desarrollo (su eficiencia energética es menor). Pero manteniendo la gasolina a precios artificialmente bajos, las ayudas del Estado crean distorsiones sobre los mercados y no incitan a los consumidores y a las empresas que desarrollen comportamientos más económicos.

[10] Falls Church News Press, *"The Peak Oil Crisis: Diesel"*, (15/5)
[11] Deutsche Welle, "*Diésel más caro que la gasolina*", (15/5)

China, India y otras naciones que subsidian la gasolina y el diesel baratos pueden estar aun menos dispuestas a elevar los precios que seis meses atrás, ayudando al alza del barril hacia los 130 dólares, aunque la demanda se deteriore en otros lugares[12]. Mientras Indonesia parece estar lista para elevar los precios, los usuarios de petróleo de crecimiento más rápido en el mundo muestran poca inclinación a afrontar sus esquemas de subsidios, porque combatir la inflación impulsada por los precios de los alimentos se volvió su prioridad.

Diez años después de la caída del dictador Suharto, debido a una exasperación popular atizada por el encarecimiento de la gasolina, el ministro de Finanzas indonesio, anunció otro aumento del precio en los surtidores, del 28,7%. Signo de que la administración es impotente para frenar los precios de los hidrocarburos. Porque el sistema de subvenciones, por el cual el estado indonesio mantenía los combustibles a un precio constante, se volvió insostenible financieramente. Según algunas estimaciones, al gobierno le cuesta más caro hoy que la acumulación de los presupuestos de educación, de salud y de infraestructura[13].

En India, el gobierno gastó, en el curso del último año fiscal, 19 mil millones de dólares en subvenciones en productos petroleros. En ese país contemplan un abandono súbito de las subvenciones, mientras que la inflación coquetea el 8%, muy lejos de los objetivos del Banco Central. En Taiwán, el control de precios fue colocado en noviembre pasado. Pero el distribuidor público de gasolina, obligado a vender a pérdida, está en tal situación financiera que algunos contemplan que su bancarrota ocurra en dos años si no se hace nada.

Aunque, en Taiwán, el primero acto de la nueva administración del presidente Ma Ying-jeou es suprimir el control de precios sobre la gasolina y el diesel a partir del 1 de junio. El nuevo gobierno también dijo que incrementará los precios de la electricidad.

"*Consideramos el deterioro de las posiciones fiscales en los países que subsidian el costo local del petróleo*", dijo Robert Subbaraman, economista jefe de Lehman Brothers para Asia. "*Si los precios del petróleo siguen persistentemente altos, este tipo de medidas pueden hacer más daño que bien*"[14]."*Es probablemente más económico para un país como China subvencionar que Indonesia*", dijo Peter Gastreich, analista petrolero de UBS en Hong Kong. "*Pero si los precios del petróleo siguen subiendo, no es simplemente el mejor interés para ningún país seguir subvencionando estos precios indefinidamente*".

Aunque la carga fiscal de los subsidios aumente con cada nuevo record del Nymex, dos cosas cambiaron en los meses recientes para atar de las manos a los responsables de formular políticas, por ahora. Una es el advenimiento de inflación por los costos de los alimentos, que superaron a la energía como la mayor amenaza mundial de precios. La otra es la proximidad de eventos políticos importantes –las Olimpiadas de Beijing en verano y las elecciones de India el próximo año[15]- que los vuelve cautelosos de algo que podría afectar a la sociedad. Y una tercera, y reciente, el terremoto en China. Un terremoto de 7,9 de magnitud asoló a China, el peor del país en 32 años. Los cortes de electricidad obligarían a los consumidores a usar generadores a diesel[16]. "*Hay cuellos de botella de transporte pues el terremoto interrumpió el suministro de*

---

[12] Financial Times, « *Asia to cut subsidies as oil price hits $135",* (22/5)
[13] Les Echos, "*Les subventions des pays émergents montrées du doigt*", (22/5)
[14] Bloomberg, "*Record Oil Leaves Asian Nations Split on Price Caps, Subsidies*", (22/5)
[15] La situación en India, donde la frágil coalición gobernante depende del apoyo comunista para mantener el poder, y ya está pensando por anticipado como podría afectar la rápida inflación sus posibilidades en la elección general del año próximo.
[16] Reuters India, "*PetroChina buys a third more diesel for June*", (14/5)

gas de Sichuan a Shanghai y Guangdong", dijo Gordon Kwan, analista de CLSA en Hong Kong.

Y con economías prosperas o con ingresos petroleros fluyendo, estos países están bajo menos presión "*La clave para mí es que las posiciones fiscales de todos estos jugadores son relativamente fuertes (...) por eso pueden permitirse mantener bajos precios*," dijo Jeff Brown, economista jefe de FACTS Global Energy Group, con sede en Singapur. La importancia de estos subsidios en impulsar al alza los precios del petróleo se vuelve cada día más clara, porque los crecientes costos comienzan a erosionar el consumo en Estados Unidos, Europa y Japón.

Las naciones del Golfo Pérsico están aún menos preocupadas por financiar combustibles baratos y mucho más preocupados por mantener la estabilidad para un público que cree que el crudo barato es un derecho nacional. "*A reasonable way to return some of the wealth that is generated from the oil and gas resources owned by these states*"[17]. Para estos países, los crecientes precios del crudo significan ingresos por exportaciones más altos, mayor superávit fiscal y aumento del gasto publico, alimentando más crecimiento de la demanda en una región que ya presume tener el más grande consumo de petróleo per capital en el mundo. "*La mayor conservación de energía permitiría a los Estados del Golfo asignar menos recursos a la producción de energía doméstica, que elevaría la cantidad disponible para exportar y ayudaría a bajar los precios a escala mundial*".

En Venezuela, el mayor productor de petróleo de Latinoamérica, la gasolina se vende a sólo 0,12 centavos de dólar por galón, la más barata del mundo, a un costo estimado de 10.000 millones de dólares por año de ingresos no recibidos. El país acumula exactamente diez años sin aumento en el precio final de la gasolina y, aunque en enero de 2007 el presidente Chávez le ordenó públicamente al ministro de Energía y Petróleo, Rafael Ramírez, estudiar escenarios para su incremento, esta posibilidad fue luego desechada, según admitió el propio Presidente hace pocas semanas, en medio de una de las mayores escaladas en el precio internacional del petróleo[18].

El enorme beneficio económico otorgado a los conductores venezolanos mediante la congelación prolongada del precio de la gasolina –que por cierto no se vio retribuido en el mantenimiento del costo del pasaje- genera distorsiones cada vez más difíciles de solventar. En la medida en que aumenta el precio de la cesta petrolera venezolana, se abulta el subsidio a la gasolina, expresado como la diferencia entre el precio de venta externo e interno. Calculado con cifras del año pasado, cuando se vendieron en las estaciones de servicios 274 mil barriles diarios de gasolinas, se puede calcular que este subsidio supera ligeramente los 10 mil millones de dólares al año hoy, sin contar el subsidio al diesel y al gas natural para vehículos. Pero más allá de este subsidio, que se traduce en dinero que deja de ingresar a las arcas de Petróleos de Venezuela, cada año la estatal pierde por cada litro dedicado al mercado interno. En 2006 el ministro Ramírez cifró esa pérdida en 80 bolívares (0,08 bolívares fuertes) por litro, de manera que por cada litro de gasolina de 91 octanos vendidos en las bombas del país, que tiene un precio de 0,07 bolívares fuertes, Pdvsa le dio un subsidio directo a los venezolanos de 0,01 bolívares fuertes.

Aún los países más atrapados por falta de efectivo de Asia y parte de Latinoamérica persisten por ahora, con el combustible barato. Tailandia en marzo reintrodujo subsidios al diesel, mientras que Vietnam ha resistido aumentar los precios. Y aunque la compañía petrolera estatal brasileña Petrobras nominalmente es

---

[17] Emirates Business 24/7, "*Call to cut energy subsidies*", (22/5)
[18] El Universal, "*Subsidio a la gasolina descubre crisis en el mercado interno*", (19/5)

libre para establecer precios de combustible, el Gobierno tiene control de facto sobre los costos del diesel y la gasolina, que elevó este mes por primera vez en más de dos años.

En Brasil, el precio del diesel mantuvo una trayectoria de alza en los puestos las últimas semanas. Según la investigación semanal de los precios de la Agência Nacional do Petróleo (ANP), el litro de combustible tuvo un aumento medio del 0,88% en ese país, alcanzado 2,045 reales[19]. El alza aún representa el repase del reajuste del 15% promovido por Petrobrás a inicios de este mes. Desde entonces, el precio subió 8,83%, valor equivalente al estimado por el gobierno en la época de los reajustes, que alcanzaron también a la gasolina. Según la investigación de la ANP, el precio del diesel superó por primera vez los 2 reales por litro, una semana después del aumento en las refinerías, justificado por la disparada del precio del petróleo en el mercado internacional. La primera semana, el alza en los puestos fue del 7,9%.

Los analistas advirtieron en Financial Times que la planificación de los cortes de las subvenciones y los controles deben ser seguidos de una desregulación más sustancial del mercado de energía.

Enfoque: Suez gana la hidroeléctrica Jirau con una tarifa de 43,5 dólares por MWh

Grandes como para abastecer a más de un país, o pequeñas pero suficientes para mejorar la vida a familias perdidas en selvas o montañas, las hidroeléctricas deben ser estimuladas. El resultado de la subasta de la hidroeléctrica de Jirau, que junto con Santo Antônio compone el Complejo del Río Madeira, consolidó la comprensión del gobierno brasileño de que es posible construir usinas nuevas, produciendo fue adjudicada al consorcio Energia Sustentável do Brasil (Cesb), liderado por el grupo franco-belga Suez Energy, que ofreció la menor tarifa por energía, de 71,40 reales por megawatt/hora (MWh) (43,5 dólares) –un 21,6% más bajo que el precio techo establecido por el gobierno, de 91 reales por MWh (55,5 dólares)[20]. El sistema de subastas públicas está designado para mantener un tope sobre las tarifas, a fin de que ganen las empresas que oferten el menor precio de la energía. La iniciativa deberá generar energía a partir de enero de 2013, fecha prevista para la entrada en operación de las tres primeras unidades generadoras (aunque el grupo ganador adelantó la fecha a 2012). El proyecto incluye la instalación de 44 turbinas –suficientes para abastecer a 9,8 millones de casa mensualmente- y la área de la reserva tendrá 258 kilómetros cuadrados[21].

Brasil va a continuar con la oferta de energía en el límite, dependiendo de las lluvias y también de la oferta de gas natural, hasta 2012, cuando está prevista la

[19] Estado de San Pablo, "Diesel já subiu 8,8% desde o início do mês", (20/5)
[20] Estado de San Pablo, "*Consórcio derruba preço e leva Jirau*", (20/5)
[21] http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=2558&id_area=

entrada en operación de las usinas de Santo Antônio y Jirau[22]. El Instituto Acende Brasil, que reúne a las 15 mayores empresas inversoras de energía de Brasil, dice quem, de 2008 a 2012, la previsión es que haya déficit de energía todos los años, con excepción de 2010, que será cubiertos con lluvias o con aumento de la generación térmica.

La propuesta vencedora sorprendió a los especialistas del sector eléctrico, que no esperaban un precio inferior a los 78,87 reales por MWh verificados en la subasta de Santo Antônio, realizado en diciembre de 2007. La central deberá estar construida para octubre de 2016, a un costo de unos 5.300 millones de dólares. Las dos hidroeléctricas (Santo Antônio y Jirau) son vistas como vitales para garantizar el suministro de energía en Brasil luego del 2012. A diferencia de las anteriores subastas, cuando los analistas sospechaban que el gobierno interfería para bajar el precio de la energía, la mayoría consideró justa la tasa a ser pagada, pesa a que el descuento excede las expectativas del mercado.

Una de las vertienetes de la estrategia de Cesb para vencer la subasta de la hidroeléctrica fue el cambio de proyecto original de ingeniería desarrollado por Furnas y Odebrecht. "*Es un nuevo arreglo* (de la usina), *con plazos y costos menores de lo que el mercado imagina*", dijo energía barata. Jirau el presidente de Suez Brasil, Mauricio Bähr[23].

Según el consorcio, las alteraciones en la parte de la obra civil posibilitarion economizar 1 mil millones de reales en ese ítem. La principal fue el desplazamirnyo del local de instalación de Jirau en nueve Kilómetros, en dirección a la usina de Santo Antônio, lo que permitirá reducir los impactos ambientales de la iniciativa en territorio boliviano. "*La construcción de un nuevo eje par la usina también reducirá en 36 millones de metros cúbicos la necesidad de excavación en la roca del proyecto*", dijo el presidente del Cesb, Victor-Frank Paranhos. Otra diferencia del proyecto son las turbinas de caída vertical del agua, que son más baratas. Además de la reducción de costos, también la anticipación del inicio de la generación permitió al consorcio reducir en casi un 22% el precio de la energía de Jirau.

"*El diferencial del 21,5% que se observó en la subasta fue muy superior al 10% que esperabamos. Esta licitación refuerza la posición de Brasil como un polo muy atractivo en cuanto a energía para inversionsitas del sector industrial*", sostuvo un analista. "*Cabe recordar que Suez, como actor internacional del sector energético, será capaz de atraer recursos financieros del mercado internacional a precios más baratos, aprovechando además la reciente obtención del grado de inversión por parte de Brasil*", dijo.

CESB deberá vender al mercado regulado un 70% de la electricidad que genere, y el restante 30% a clientos no regulados. Suez organizó una subasta para vender la electricidad que produzca Jirau a clientes del mercado no regulado."*La iniciativa de CESB de acercarse al mercado no regulado mediante una presubasta resultó muy importante para establecer la oferta adjudicataria*", señaló en una entrevista el presidente de la Asociación Brasilña de Productores Independientes de Energía Eléctrica, Apine, Luiz Fernando Viana. A pesar de no haber suscrito ningún contrato, los compradores se mostraron dispuestos a pagar entre 130 reales por MWh y 140 reales por MWh. Para el consumidor final quedó en 71,37 reales por MWh[24].

Para el presidente del consorcio ganador, la intención es aumentar aún más el valor de la energía para el mercado libre el año 2012 cuando existirán pocas iniciativas

---

[22] O Globo, "*Brasil ainda dependerá das chuvas até 2012*", (20/5)
[23] Estado de San Pablo, "*Projeto muda e custo cai R$ 1 bilhão*", (20/5)
[24] Folha On Line, "*Consórcio arrecadará R$ 3,7 bi com antecipação da venda de energia de Jirau*", (20/5)

con energía disponible para el mercado libre de ese año. "*En 2012 hay una falta de energía, entonces podremos alcanzar precios mayores que ese*", afirmó.

"*La subasta les dio una idea de hasta qué punto podían bajar el precio (...) fue como un termómetro de la demanda del mercado*", dijo Vicene Koki, analista de Banif. "*Es capital privado, por lo tanto es dificil* (para el gobierno) *influenviar en los precios (...) No creo que sea artificial, pienso que ellos usaron bien la matematica para encontrar un precio competitivo, aunque todavia tenemos que ver qué tipo de números muestran en el camino*", agregó.

Los años de experiencia en la construcción de grandes hidroeléctrica en Brasil consiguieron reducir el volumen de inversión por kilowatt/hora (KW). De acuerdo con datos del Plano Nacional de Energia 2030, hace algunos años, se calculaba que, de los 126 mil MW a explorar en Brasil, hasta 82 mil MW podrían ser construidos con un costo de inversión en torno a los 1.800 dólares. Los números fueron revisados con base en un presupuesto de inversión de 36 proyectos hidroeléctricos de vario porte, todos producidos después del año 2000. El resultado mostró que los costos disminuyeron de forma significativa. Según el documento, hoy Brasil podría explorar 90 mil MW con un costo de inversión inferior a los 1.200 dólares por MW. Esto sin considerar los costos ambientales.

"*En Europa, ya ha sido construido todo lo que podía construirse, mientras que Brasil sólo utiliza cerca de un tercio de su capacidad hidroeléctrica, por lo que hay múltiples proyectos grandes en el futuro*," dijo en una teleconferencia Dirk Beeuwsaert, jefe de la división energética internacional de Suez.

Unidade	Data	Unidade	Data	Unidade	Data
1ª Máquina	Janeiro/2013	16ª Máquina	fevereiro/2014	31ª Máquina	Dezembro/2015
2ª Máquina	Janeiro/2013	17ª Máquina	março/2015	32ª Máquina	Janeiro/2016
3ª Máquina	Janeiro/2013	18ª Máquina	Março/2015	33ª Máquina	Janeiro/2016
4ª Máquina	Fevereiro/2013	19ª Máquina	Abril/2015	34ª Máquina	Fevereiro/2016
5ª Máquina	Março/2013	20ª Máquina	Maio/2015	35ª Máquina	Março/2016
6ª Máquina	Abril/2013	21ª Máquina	Maio/2015	36ª Máquina	Março/2016
7ª Máquina	Maio/2013	22ª Máquina	Junho/2015	37ª Máquina	Abril/2016
8ª Máquina	Junho/2013	23ª Máquina	Julho/2015	38ª Máquina	Maio/2016
9ª Máquina	Julho/2013	24ª Máquina	Julho/2015	39ª Máquina	Maio/2016
10ª Máquina	Agosto/2013	25ª Máquina	Agosto/2015	40ª Máquina	Junho/2016
11ª Máquina	Setembro/2013	26ª Máquina	Setembro/2015	41ª Máquina	Julho/2016
12ª Máquina	Outubro/2013	27ª Máquina	Setembro/2015	42ª Máquina	Agosto/2016
13ª Máquina	Novembro/2013	28ª Máquina	Outubro/2015	43ª Máquina	Setembro/2016
14ª Máquina	Dezembro/2013	29ª Máquina	Novembro/2015	44ª Máquina	Outubro/2016
15ª Máquina	Janeiro/2014	30ª Máquina	Novembro/2015		

Las alteraciones propuestas por Cesb podrían atrasar la entrada en operación de todo el complejo del Rió Madeira. Eso porque el grupo vencedor decidió cambiar la ubicación de la usina a un local a 9 kilómetros distante del previsto en el proyecto inicial. "*El consenso dice que el emprendedor debe hacer la obra donde tenga menor costo y menor impacto ambiental. Pero, en ese caso, como ya hubo licencia previa, puede haber complicaciones*", dijo el ex-secretario de Medio Ambiente, José Goldemberg[25].

El éxito de la subasta de la usina Jirau puede ser considerado un nuevo marco en la apertura de la infraestructura brasileña a los inversiores externos. "*El grupo Suez ofreció precios por kW/h mucho más bajos que su concurrente y pasa a ser el mayor generador privado de Brasil. Esa es la prueba definitiva de que los inversores extranjeros están decididamente interesados en participar de la reconstrucción y expansión de la deficiente y*

[25] Estado de San Pablo, "*Mudança no traçado de Jirau pode retardar obras*", (22/5)

arcaica infraestructura nacional, exactamente el punto que estrangula el crecimiento", sostuvo Alberto Tamer, en las páginas de Estado de San Pablo[26]. Las inversiones en energía eléctrica descendieron. En el primer trimestre del año pasado, fueron US$ 479,1 millones; en este, US$ 227,6 millones. Y ese es un sector que necesita angustiadamente de recursos privados, brasileños y extranjeros. "*Tenemos aún riesgo de racionamiento, sí, porque las dos fábricas del Rio Madeira sólo entrarán plenamente en operación en cinco o seis años y, aún así, la energía que vinieran a generar apunes cubre el aumento de la demanda en un año. Si, en un año necesitaremos 4 o 5 millones de megawatts más para crecer a un 4% o un 5%. Não dá, simplesmente, não dá*".

El precio fijado por megawatt-hora para la usina Jirau muestra que el valor pagado por Brasil a Paraguay por la energía de Itaipu está de lo practicado en el mercado brasileño. La evaluación fue hecha por el director brasileño de Itaipu Binacional, Jorge Samek[27]. Brasil paga a Paraguay por la energía de Itaipu 45 dólares por megawatt-hora. "*Sólo se constató una realidad que hablamos desde hace tiempo, que el precio que Itaipu necesita para hacer frente a sus compromisos está exactamente situado en la media de los precios de la energía practicados en Brasil*". Samek también destacó que, a partir de 2023, la deuda de Itaipu estará completamente saneada, y Paragay va a recibir 30 mil millones de dólares por año, lo que significa tres veces el PBI del país. "*Va a ser un gran resorte propulsor para el desarrollo de Paraguay*", destacó. Itaipú requirió inversiones por 12.200 millones de dólares y hoy su valor de mercado es de 60.000 millones, dijo Samek. La represa, cuyas primeras turbinas comenzaron a operar en 1984, cubre el 20% de la demanda brasileña y prácticamente toda la paraguaya.

Otra de las ventajas, es la condición de financiamiento de BNDES. Los cambios operacionales en el ámbito del Programa de Desarrollo Productivo van a reducir el

[26] Estado de San Pablo, "*É a hora da infra-estrutura*", (22/5)
[27] Jornal do Brasil, "*Jirau reforça que preço de Itaipu é justo, diz diretor*", (20/5)

costo de intermediación financiera de la operación del 0,8% a 0,5% al año, o sea, en la financiación indirecta, via agente financiero, el costo cae un 0,3% al año para el tomador. El BNDES va a financiar a lo sumo un 75% de la inversión total del negocio, siendo que el 50% en crédito directo y otro 50% repasado a través de bancos[28]. En el caso de Jirau, se prevé una financiación en la franja de 6 mil millones de reales (de una inversión total próxima a los 8,7 mil millones de reales), alcanzando el límite máximo del 75% fijado por el banco.

Los dos megaproyectos hidroeléctricos que serán construidos en el Rio Maderia deben atraer más de 20.000 personas al Estado. El nuevo ciclo migratorio será necesario debido a la imposibilidad de mano de obra disponible en el Estado para atender a la nueva demanda. Según la Secretaria de Planejamento de Rondônia, con el auge de construcción de las dos usinas, más de 13 mil trabajadores serán necesarios[29].

Nuevas oportunidades de aprovechamiento hídrico y resistencia de comunidades indígenas

El nuevo ministro de Medio Ambiente, Carlos Minc, que sustituye a la renunciante Marina Silva. El primer gran desafío será destrabar la licencia de la hidroeléctrica de Bello Monte, en el Río Xingu, cuya capacidad instalada es de 11.182 MW. Los estudios para la construcción de la usina fueron iniciados hace 28 años por la estatal Eletronorte, subsidiaria de Electrobras. Durante todo este tiempo, muchas cosas cambiaron, inclusive el norme de la unidad. El proyecto, que preveía un complejo hidroeléctrico de dos usinas (Kararaô y Babaquara), acabó siendo revisado y dando origen a Bello Monte, con la capacidad actual[30].

Hoy, los Estudios de Impacto Ambiental (Eia-Rima) de la hidroeléctrica están suspendidos por un pedido del Ministerio Público Federal de Pará. Esta vez, los procuradores reivindican la anulación del acuerdo de cooperación hecho por Electrobras y Camargo Corrêa, Andrade Gutiérrez y Norberto Odebrecht para realización de los estudios. José Goldemberg destaca que es posible licenciar proyectos como el de Bello Monte, "*el daño ambiental siempre está presente. La alternativa es aumentar las compensaciones ambientales*". Goldemberg cree que la concesión de las hidroeléctricas del Madeira (Santo Antônio y Jirau) crea un precedente importante para explorar la Región Amazónica.

El argumento es que el proceso de licencia y las alternativas localizadas para disminuir el impacto ambiental representan experiencia a ser incorporada en demasiadas fábricas. Además de eso, crea un patrón de inversión para esa mega hidroeléctricas, evalúa el profesor de la Universidad Federal de Río de Janeiro (UFRJ) Nivalde Castro. "*Quedó claro que la asociación publico-privada en ese tipo de proyecto, siempre con la presencia de una constructora, es correcta y será usada en otras iniciativas*",

[28] Rondonoticias, "*BNDES terá custo inferior para financiar hidrelétrica*", (18/5)
[29] Folha On Line, "*Com usinas, Rondônia prevê novo fluxo migratório*", (20/5)
[30] Estado de San Pablo, *"Jirau reforça geração na Amazônia*", (18/5)

dijo. Para Maurício Tolmasquim, Jirau y Santo Antônio representan la viabilidad de los proyectos en la nueva frontera energética. Destaca que la mayor crítica en relación a los proyectos en la región siempre era el precio de la energía a causa de la distancia de las fábricas en relación a los centros de consumo. Pero la subasta de Santo Antônio, ocurrido el año pasado, mostró el contrario. La energía, incluyendo la transmisión, salió por 78,87 reales el MW/h.

"*No podemos dejar de aprovechar el diferencial competitivo que la energía hidroeléctrica nos da. Dejar de lado esa electricidad sería perder para la competencia*", afirma el director de la Associação Nacional dos Consumidores de Energia (Anace), Paulo Mayon, refiriéndose al precio de la energía hídrica comparado a lo de la energía térmica.

"*La resistencia de las comunidades indígenas está atrasando la evaluación del potencial hidroeléctrico de cuatro cuencas de la Amazonia*", dijo Maurício Tolmasquim, presidente de la Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Hay estudios con atraso superior a un año, a causa de la obstrucción de la entrada de los técnicos en las reservas próximas a las áreas en análisis. "*Si el problema no fuera solucionado, aumenta el riesgo de términos para colocar más térmicas en el sistema*"[31]. La EPE encuentra dificultades de concluir los trabajos en las cuencas de los rios Aripuanã y Juruena, en Mato Grosso; Branco, Roraima y Araguaia, en Tocantins (este último en fase de evaluación ambiental integrada). Los estudios forman parte del esfuerzo de la empresa para identificar nuevas usinas para subastar. En ese sentido, EPE cerró la evaluación del Río Teles Pires, también en Mato Grosso, donde identificó cinco potenciales usinas, con capacidad superior a 3 mil megawatts. De acuerdo con Tolmasquim, en las cuencas donde enfrentan resistencia, los técnicos ni siquiera son autorizados para hacer las mediciones necesarias. Las operaciones son coordinadas con la Fundação Nacional do Índio (Funai), que actúa como interlocutor entre los equipos técnicos y las comunidades indígenas, pero no tiene poder para interferir en la decisión de los líderes locales.

"*El diálogo con las comunidades indígenas no es fácil: hay reservas con más de una tribu, hay tribus con dos caciques. Y, a veces, los liderazgos aprovechan para pedir cosas que no tienen a ver con nosotros, como escuela, puesto de salud*", dice el presidente de la EPE.

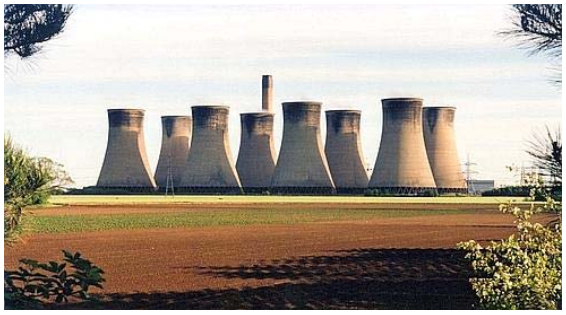
La tendencia es que los conflictos con comunidades indígenas se intensifique, a medida que la frontera energética brasileña avanza sobre Amazonia. Por los datos de la EPE, sólo un 9% del potencial hidroeléctrico de la floresta está siendo aprovechado – en las usinas listas, en construcción o en proceso de concesión. Otros un 44% ya están inventariados. Sobre el restante, no hay estudios técnicos. En las cuencas donde hay dificultades para el inventario, el potencial estimado es de 10 mil MW, casi el mismo previsto para Bello Monte[32]. De ese total, 5 mil MW están en la Cuenca de Juruena, que ya tiene proyectos bajo concesión y, por eso, ya es blanco de protestas.

---

[31] Estado de San Pablo, "*Conflito com índios atrasa usinas*", (22/5)

[32] Según The Miami Herald: La presa de Belo Monte sumergiría la selva y dañaría a peces poco comunes, así como el modo de subsistencia y los hogares de aproximadamente 15.000 personas que viven en esta región remota del nororiental estado de Pará, indicaron algunos críticos.

Análisis IV: El relanzamiento del nuclear del Reino Unido y la venta de British Energy



Probablemente exista un *bidding war* por la mayor compañía de energía británica, British Energy, con un puñado de empresas europeas que quieren participar en el corazón del revival nuclear del Reino Unido. Seducidos por la promesa de un mercado lucrativo, la energética francesa EDF, la también gala Suez, y una oferta conjunta por parte de la alemana RWE y de la española Iberdrola son las aspirantes, señaló The Wall Street Journal (en adelante WSJ)[33].

Lo que está claro, según The Independent, es que el Ejecutivo de Gordon Brown descarta vender la empresa eléctrica a una sola empresa. Las autoridades británicas no desean que una sola empresa controle los activos nucleares de British Energy, y parecen tener un internes especial por algunas formulas de segregación, como la que distribuirá entre distintos propietarios varias de las plantas.

British Energy controla ocho centrales. Otra de las opciones preferidas por el gobierno es la venta de seis de ellas a la compañía que presente la mejor oferta, así como la transferencia de las dos restantes a Centrica. El proveedor de electricidad y gas todavía pensó en aliarse con otro oferente como EDF y comprar alguna de las plantas eléctricas que necesita para los millones de clientes que tiene en el Reino Unido. EDF, que ya está presente en la distribución con su filial EDF Energy, encuentra un contrapunto ideal. La adquisición de British Energy, totalmente o en partes, es estratégica para los grupos que se colocan en la perspectiva de renovación del mercado nuclear británico.

Una de las ideas es acoger los sitios para los nuevos reactores nucleares cerca de las zonas de fuerte consumo, principalmente en el sur de Inglaterra. Aunque, según Le Figaro[34], es más fácil y más rápido por razones reglamentarias construir un reactor de nueva generación en el emplazamiento nuclear existente. Los reactores de British Energy deberán ser reemplazados después de 2014. Entre este año y el 2035.

Les Echos[35] informó que algunos días antes de la entrega teórica de las ofertas, EDF dio a conocer a las partes -British Energy, el gobierno y los competidores- que

---

[33] The Wall Street Journal, Environmental Capital, "*Chain Reaction: Why British Energy is the Nuclear Prize*", (16/5)
[34] Le Figaro, "*Londres veut relancer les enchères sur British Energy* ", (16/5)
[35] Les Echos, *"EDF n'est plus seul en course pour le rachat de British Energy"*, (16/5)

adquirió decenas de hectáreas de terrenos en dos lugares estratégicos: uno que rodea la mayor central nuclear británica en Hinkley Point, en el sudoeste de Inglaterra, la otra en Wyfa, en País de Gales, bordeando el sitio que pertenece al Nuclear Decommissioning Authority (NDA), la autoridad pública encargada de la descontaminación. British Energy o la NDA, en efecto, necesitarán los terrenos adyacentes de EDF para construir varios reactores de nueva generación.Fuentes de la industria dijeron que EDF es el más creíble *bidder* y que su oferta era la más avanzada. British Energy confesó que recibió propuestas de varias partes que pretendían realizar una oferta por la totalidad de la compañía, incluyendo al Nuclear Liabilities Fund, que representa a la participación del 35% del gobierno.

Al parecer Suez está más interesado en participar en la construcción de las plantas eléctricas en el Reino Unido que en comprar British Energy. Suez, en proceso de fusión con Gaz de France, prefiere guardar el dinero para las inversiones en las nuevas infraestructuras en Europa y en Estados Unidos.

Muchos en el Reino Unido, consideran prudente la presencia de Centrica en la compra de British Energy. Jeremy Warner, editorialista económico del diario The Independent[36] sostiene que las ventajas estratégicas de esta situación, tanto a nivel doméstico como comercial, son obvias. Para empezar, una empresa británica permanecería con el control del futuro nuclear británico. "*Rendir el stock británico entero de las centrales nucleares a una empresa de energía del exterior, que en caso de pujas tendría otras prioridades que los intereses de largo plazo de los consumidores británicos, strikes me as madness*". Comercialmente, la ventaja es que British Energy proveería a Centrica de una amplia fuente de energía a costo fijo para actuar contra la volatilidad de los precios al por mayor en otro lugar en el mercado de energía. Esto también proporcionaría una palanca útil en las negociaciones con los proveedores del exterior en las condiciones.

El presidente de la UK Nuclear Industry Association Lord Martin O'Neil dijo que la venta de una parte del gobierno en el generador nuclear British Energy a la firma francesa EDF sería "*indeseable*", pero insistió en que la industria abrace las tecnologías nucleares desarrolladas y aprobadas en el extranjero[37]. La naturaleza de la industria de energía significa que es inevitable que la tecnología extranjera juegue un papel fundamental en cualquier nuevo programa de construcción nuclear.

Pero la energía nuclear está plagada de incrementos abiertos de costos, en Estados Unido al menos. Entonces ¿qué hace tan especial a British Energy?, pregunta WSJ, dos cosas: *real estate* y los precios del carbono. British Energy posee las mejores credenciales para construir nuevos reactores nucleares en el Reino Unido y este país quiere construir muchos nuevos reactores, especialmente debido a las dificultades que se presentan con las energías renovables como la eólica. La central nuclear Torness en Escocia emite alrededor de 6g de CO2 por kW/hora, comparado con la cifra de la eólica offshore, según Sue Fletcher, de British Energy. Por contraste, una central típica impulsada a gas emite 400g por kW/h y una encendida a carbón 900g por kW/h[38].

Con los actuales precios del carbono en Europa (cerca de 40 dólares), la energía nuclear es más barata que las plantas tradicionales encendidas con carbón y con gas natural. Pero si los precios del carbono colapsan como ocurrió cuando los gobierno sobre-colocaron permisos de emisiones entonces la energía nuclear se hace prohibitiva. Por suerte para las utilities europeas, el gobierno británico está ponderando una ley de energía que pondría un precio mínimo para el carbono. Así, potencia nuclear sería

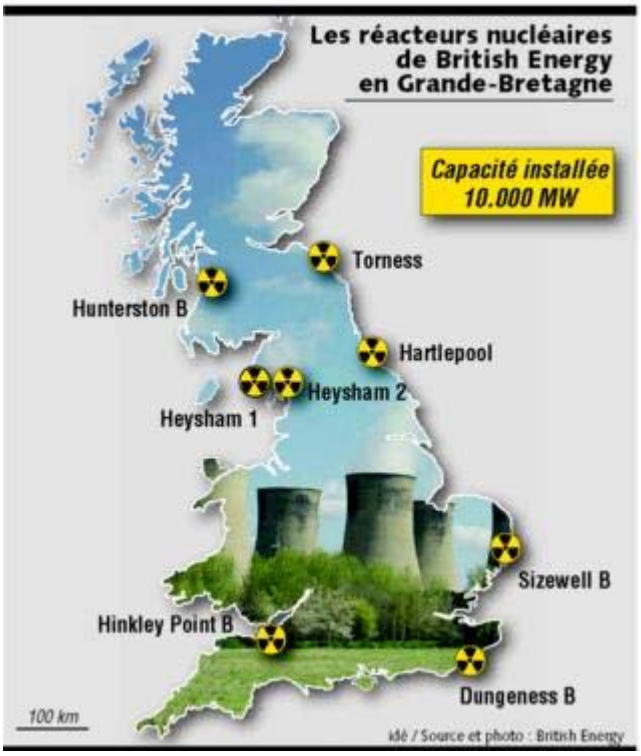
---

[36] The Independent, "*Centrica is the right solution for British Energy. Present profits squeeze proves it*", (13/5)
[37] Power Engineering, "*UK nuclear industry cautions against foreign ownership*", (14/5)
[38] Climate Change Corp. "*Is British Energy a good buy?*", (8/5)

competitiva incluso si hubiera una tecnología *game-changing* que recorte las baratas emisiones de gases de efecto invernadero, o si ocurriera otro colapso en los mercados de carbono.

Como en Estados Unidos, el sector nuclear del Reino Unido estuvo en la oscuridad durante las dos últimas décadas, con la memoria de acontecimientos nefastos como Three Mile Island, Chernobyl, y años de gas natural barato que hizo a la potencia nuclear cara y no competitiva.

Y los sentimientos corporativos europeos son claves para el renacimiento nuclear británico. "*Las decisiones en la construcción de una nueva generación de reactores británicos serán tomadas en las salas de reunión corporativas de las utilities europeas, no* (por el gobierno en) *Whitehall*", dijo el consultor Ian Jackson.



<u>La potencia nuclear británica en números</u>:

-35,2% es la participación del gobierno en British Energy.

-5.500 es el número de empleados de British Energy.

-8 son las plantas nucleares incluyendo Sizewell y Dungeness.

-18% es la proporción de la electricidad británica actualmente generada con energía nuclear

-3 son las propuestas sobre British Energy.

GNL: Venezuela aspira a ingresar al mercado mundial, mientras los resultados de perforación fueron decepcionantes

A pesar de los resultados decepcionantes de una muy anticipada campaña de perforación de gas natural costa afuera, Venezuela presentó su plan para convertir en exportador de gas natural licuado. PDVSA está próxima a seleccionar los socios para construir los trenes de licuación de GNL de 4,7 millones de toneladas por año y aspira a exportar gas a más tardar a fines del 2014[39]. Cada tren del complejo de licuefacción Cigma tendrá capacidad para 4,7 millones de toneladas anuales (Mt/a) y contará con ductos para conectarse con los campos productores.

El primer tren recibirá suministro desde el campo Mariscal Sucre, que será operado exclusivamente por PDVSA. Cerca de la mitad del total de las reservas probadas de Mariscal Sucre, que ascienden a 14,7 billones de pies cúbicos, se destinarán al mercado venezolano, y la otra mitad se dirigirá a la terminal. El tren demandará dos depósitos de 160.000 m3 de capacidad cada uno. El segundo tren recibirá gas del bloque 2 de la plataforma Deltana, que será operado por una empresa mixta.

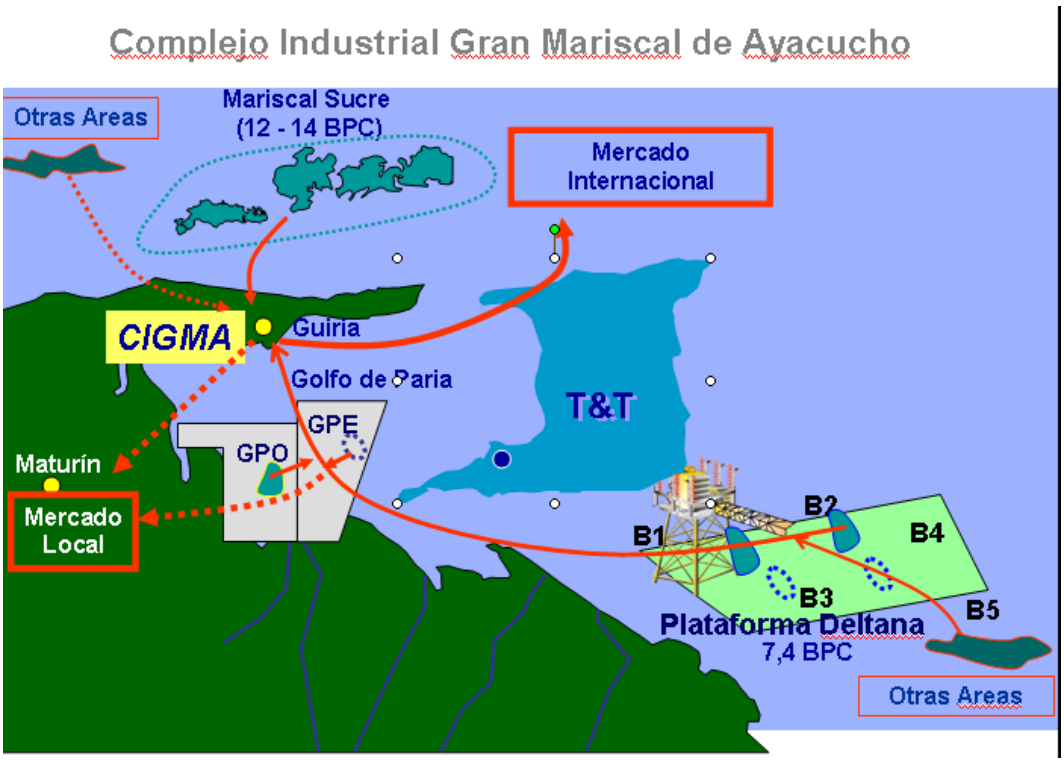
Aquí entre el joint-venture entre Enarsa y PDVSA. La nueva compañía contempla el desarrollo, construcción y operación de un tren de licuefacción de gas natural de 4,7 millones de toneladas al año que funcionará en el Complejo Gran Mariscal de Ayacucho (Cigma), ubicado en la ciudad de Güiria, estado Sucre. Esta empresa también se encargará de la construcción y operación de un gasoducto para el transporte de gas natural desde el bloque 2 de Plataforma Deltana hasta Güiria, para alimentar el mencionado tren (Sistema de Transporte Sur). De esa manera, será responsable de la adquisición, transporte y procesamiento de gas natural para transformarlo en Gas Natural Licuado (GNL), así como de su comercialización en el mercado internacional[40].

Pdvsa tendrá una participación de 60% en la empresa mixta, mientras que Enarsa tendrá 10%. El porcentaje restante corresponderá a terceros asignados por la industria petrolera venezolana

Activar la planta de licuefacción demandará una inversión entre los dos campos de 3.000 millones de dólares. Los ductos exigirán otros 1.300 millones de dólares. El ducto desde la plataforma Deltana hasta la terminal tendrá más de 200km y será el más largo de los dos. La inversión combinada en las terminales será de 7.300 millones de

[39] Reuters UK, "*Venezuela touts LNG growth despite Deltana results*", (14/5)
[40] El Universal, "*Enarsa participará en tren de licuefacción del proyecto Cigma*", (10/5)

dólares. Para construir la terminal habrá que reubicar hacia el sureste un aeropuerto que está emplazado al noreste de la ubicación seleccionada. En el peor de los casos, el primer cargamento del Tren 1 se movilizaría a mediados del 2014, y hacia fines de año saldría el primero desde el Tren 2. Sin embargo, la empresa está evaluando iniciar las operaciones a mediados del 2013.



A pesar de las críticas que señalan que no posee la capacidad técnica ni la voluntad política para desarrollar la infraestructura, Venezuela alberga ambiciones de convertirse en un importante exportador de gas natural desde que fueran descubiertos los grandes yacimientos gasíferos Mariscal Sucre al norte de la Península de Paria a mediados de la década de 1980. También se suponía que un programa de perforación en la cercana Plataforma Deltana sumará cerca de 40 billones de pies cúbicos de reservas de gas natural para respaldar una importante expansión de la industria, pero los resultados de la campaña de exploración fueron decepcionantes.

El GNL proveniente de la instalación se destinará tanto a mercados "estratégicos" de Latinoamérica como a otras plazas que por tradición ofrecen mejores precios por el combustible. "*Entregaremos GNL para desarrollar estos mercados* - Argentina, Brasil, Chile- *y el Caribe. Estos mercados serán parte de la fórmula de suministro de los dos trenes, y sin duda nos enfocaremos a mercados de Europa y Asia, donde el precio es extremadamente alto*", explicó una fuente de PDVSA.

Las reservas demostradas en los cuatro bloques de Deltana donde fueron perforados pozos exploratorios totalizan sólo 6,4 billones de pies cúbicos y la mayor porción está en el Bloque 2 de Chevron Corp, donde fue hallado el yacimiento Loran. Loran contiene 5.7 billones de pies cúbicos de reservas probadas de gas. "*Lo realmente importante de todo esto es si Chevron obtendrá alguna participación en la planta de GNL y si*

parte del volumen irá a EEUU desde Venezuela", manifestó el analista[41]. "*Personalmente, creo que la respuesta en el primer caso es sí, y en el segundo es no*", agregó. El bloque 4, operado por la noruega StatoilHydro AS, tiene sólo 200 mil millones de pies cúbicos de reservas probadas.

PDVSA dividió los posibles socios en tres grupo: financieros, comerciales y estratégicos. Los socios financieros son firmas japonesas, como Marubeni, Itochu, Mitsubishi y Japan LNG[42]. La asociación con una empresa nipona daría acceso a fondos del banco japonés para la cooperación internacional, JBIC, además del potencial de mercado que brindaría en Asia. Entre los socios comerciales destacan la petrolera estadounidense Chevron, la anglo-holandesa Shell, la petrolera noruega StatoilHydro, la argelina Sonatrach y Qatar Gas. Los posibles socios comerciales competirán en un proceso. El socio estratégico de PDVSA en Europa es la portuguesa Galp Energia, que ya firmó acuerdos preliminares para participar en el proyecto.

PDVSA y Galp se comprometieron además a realizar una certificación de reservas en el bloque Boyacá 6, ubicado en la faja de crudo extrapesado del Orinoco, y a desarrollar parques eólicos en las costas de los estados de Sucre y Nueva Esparta.

Por otra parte, el desarrollo de GNL en Argentina tiene dos caminos: uno es a través de una planta de regasificación para la cual se está preparando la licitación de la ingeniería básica; el otro es mediante el barco regasificador que estará anclado en Bahía Blanca y recibirá el suministro a través de barcos metaneros.

La firma energética Excelerate Energy firmó acuerdos definitivos con la argentina YPF S.A. para desarrollar una instalación de importación de gas natural licuado (GNL) en la ciudad portuaria de Bahía Blanca. Tras su finalización, prevista para este mes, la planta se convertirá en la primera de Sudamérica que puede recibir GNL y en la segunda instalación portuaria de regasificación en todo el mundo.

"*Esta instalación marca otro hito para Excelerate Energy y demuestra aún más cómo la habilidad única de nuestra tecnología de regasificación a bordo y Gasport puede entregar rápidamente y en forma eficaz en costos de suministros de GNL y conectar los mercados mundiales*", dijo Rob Bryngelson, presidente de la empresa.

En agosto de 2007, YPF S.A, controlada por la española Repsol YPF, seleccionó la ubicación de Bahía Blanca, unos 643 kilómetros al sur de Buenos Aires, como la ideal para permitir que arriben rápidamente las importaciones de gas natural necesarias para el mercado argentino, que busquen compensar una prevista escasez de suministros.

El primer cargamento llegaría a la recién construida instalación GasPort a fines de mayor del 2008. El proyecto conjunto GasPort en Bahía Blanca –la cuarta instalación operativa de GNL de Excelerate- podrá entregar hasta 400 millones de pies cúbicos de gas natural por día al mercado argentino. La planta fue construida con una capacidad inicial para importar hasta tres cargamentos de GNL por mes, cada uno de aproximadamente 3.000 millones de pies cúbicos de gas natural. Excelerate Energy es actualmente la única compañía de GNL del mundo que utiliza la tecnología GasPort[43].

---

[41] Business News Americas, "*Petrolera portuguesa Galp se asociará a proyecto de GNL* ", (13/5)
[42] Business News *Americas, "PDVSA: Exportaciones de GNL partirán el 2014", (14/5)*
[43] Energy Current, "*First cargo due at Argentina's new GasPort*", (20/5)

Commodities

Energy

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
BRENT CRUDE FUTR (USD/bbl.)	132.460	1.950	1.49
GAS OIL FUT (ICE) (USD/MT)	1291.000	18.000	1.41
GASOLINE RBOB FUT (USd/gal.)	337.400	4.430	1.33
HEATING OIL FUTR (USd/gal.)	398.620	3.190	0.81
NATURAL GAS FUTR (USD/MMBtu)	11.730	0.033	0.28
WTI CRUDE FUTURE (USD/bbl.)	132.330	1.520	1.16

Agriculture

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
COCOA FUTURE (USD/MT)	2572.000	-2.000	-0.08
COCOA FUTURE - LI (GBP/MT)	1385.000	-4.000	-0.29
COFFEE 'C' FUTURE (USd/lb.)	134.950	0.750	0.56
CORN FUTURE (USd/bu.)	598.500	2.750	0.46
COTTON NO.2 FUTR (USd/lb.)	69.750	-0.240	-0.34
FCOJ-A FUTURE (USd/lb.)	106.350	0.750	0.71
SOYBEAN FUTURE (USd/bu.)	1341.000	16.250	1.23
SOYBEAN MEAL FUTR (USD/T.)	328.100	0.100	0.03
SOYBEAN OIL FUTR (USd/lb.)	62.970	1.140	1.84
SUGAR #11 (WORLD) (USd/lb.)	10.250	-0.180	-1.73
WHEAT FUTURE(CBT) (USd/bu.)	747.750	2.750	0.37
WHEAT FUTURE(KCB) (USd/bu.)	804.000	3.750	0.47

Industrial Metals

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
COPPER FUTURE (USd/lb.)	369.100	-2.150	-0.58

LME ALUM HG FUTUR (USD/MT)	2964.000	-25.300	-0.85
LME COPPER FUTURE (USD/MT)	8184.000	-115.000	-1.39
LME LEAD FUTURE (USD/MT)	1997.000	-138.500	-6.49
LME NICKEL FUTURE (USD/MT)	23399.000	-1701.000	-6.78
LME ZINC FUTURE (USD/MT)	2094.000	-95.500	-4.36

Precious Metals

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
GOLD 100 OZ FUTR (USD/t oz.)	925.800	7.500	0.82
SILVER FUTURE (USD/t oz.)	18.225	0.200	1.11

Livestock

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
CATTLE FEEDER FUT (USd/lb.)	114.750	0.000	0.00
LEAN HOGS FUTURE (USd/lb.)	76.650	0.375	0.49
LIVE CATTLE FUTR (USd/lb.)	100.050	0.200	0.20

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