

PROYECTO REGIONAL: DESARROLLO E INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN AMÉRICA LATINA



**AGENDA ENERGÉTICA MUNDIAL  
E IMPLICACIONES EN EL PROCESO  
DE INTEGRACIÓN DE AMÉRICA DEL SUR**

*Alejandro F. Mercado*

*F. Javier Aliaga .L.*

**JUNIO - 2008**

## **CONTENIDO**

### **Resumen**

#### **1. Introducción**

#### **2. Agenda Energética Mundial**

##### **2.1. Crecimiento Mundial del Mercado Petrolero**

#### **3. Política y Criterios de Integración Energética**

##### **3.1. Condiciones para la Integración Energética**

##### **3.2. Integración y Acuerdos Institucionales**

##### **3.3. Funcionamiento de los Mercados Energéticos**

###### **3.3.1. Acceso al Sistema de Transporte y Transmisión**

###### **3.3.2. Tarifación y Expansión Eficiente**

###### **3.3.3. Transmisión de Energía Eléctrica**

###### **3.3.4. Expansión del Transporte y Transmisión Regional**

###### **3.3.5. Suministro Requerido por el Cliente**

###### **3.3.6. Confiabilidad en el Suministro Doméstico**

#### **4. Mecanismos de Propagación del Mercado Energético**

##### **4.1. Análisis de los Precios del Mercado Petrolero**

##### **4.2. Metodologías para el Cálculo del Precio del Petróleo**

###### **4.2.1. Análisis de Fundamentales**

###### **4.2.2. Análisis de la Coyuntura de Precios**

###### **4.2.3. Resultados del Análisis de Precios**

#### **5. Conclusiones**

#### **Referencias**

#### **Anexo 1: Unidades Básicas de Energía**

#### **Anexo 2: Características del Mercado Eléctrico**

#### **Anexo 3: Escenarios Fundamentales del Mercado de Crudo**

#### **Anexo 4: Crecimiento Subyacente WTI y Henry Hub**

## Resumen

En la última década el escenario económico mundial se ha modificado sustancialmente con el vigoroso crecimiento de las economías asiáticas, la transición tecnológica de las economías occidentales y el posicionamiento de América Latina y África como proveedores de materias primas. Esta necesidad mundial de recursos naturales ha impulsado el aumento de los precios de estos bienes, determinando nuevas perspectivas de desarrollo para las denominadas economías emergentes.

Los desafíos que enfrentan estas economías, intensivas en exportaciones de recursos naturales (e.g. recursos energéticos primarios), giran en torno a su capacidad para canalizar las rentas obtenidas hacia el incremento de su infraestructura, el fortalecimiento de sus cadenas productivas, de manera que puedan agregar en el margen mayor valor al producto final, y reducir sus brechas de pobreza.

La actual coyuntura mundial, caracterizada por una aceleración en las cotizaciones de las materias primas (e.g. precios del petróleo) y una desaceleración en la actividad económica de EEUU, está introduciendo una serie de incentivos de naturaleza diversa.

La posición de cada país como exportador o importador neto de una materia prima, sobre todo en el caso de los bienes energéticos, es fundamental en la definición de su estrategia respecto a los procesos de integración.

Debido a que los mecanismos bursátiles están amplificando el tamaño del mercado petrolero (mercados de futuros) más allá de las condiciones reales de producción, existen distorsiones adicionales en otros mercados relacionados.

El aumento de los precios por el lado demanda, genera fuertes incentivos a realizar nuevas inversiones en el *upstream*<sup>1</sup> petrolero en el corto y mediano plazo, pero, al mismo tiempo, desincentiva las inversiones en refinación (disminuye el margen). Concurrentemente, la persistencia de precios tan altos promueve la sustitución gradual, en el mediano y largo plazo, de una fracción de este energético por otras fuentes tanto fósiles como renovables.

En términos regionales, este período ha sido un escenario ideal para promocionar proyectos de orden geopolítico sobre la base del buen desempeño del sector energético. No obstante, la historia nos muestra que estas etapas expansivas han sido sucedidas generalmente por una fuerte debilidad en los derechos de propiedad. La falta de marcos estables de política genera incentivos a modificar las reglas del juego ante escenarios coyunturales favorables, sobretodo para países exportadores netos de energía.

Desde la perspectiva de una agenda de desarrollo energético, el desafío se encuentra en la consolidación de plataformas de integración energética con una mayor interrelación productiva, que permitan construir acuerdos confiables más allá de condiciones coyunturales favorables.

---

<sup>1</sup> Se denomina Upstream, a las actividades de exploración, explotación y producción.

## 1. Introducción

En la última década el escenario económico mundial se ha modificado sustancialmente respecto a las dos décadas precedentes, principalmente por el vigoroso crecimiento de las economías asiáticas en el rubro de manufacturas y la transición tecnológica y de servicios por parte de Estados Unidos (EEUU), la Unión Europea (UE) y Japón. En este nuevo escenario, América Latina (AL) y África se han posicionado como núcleos de provisión de materias primas (*commodities*), dada su ventaja comparativa en la dotación de recursos naturales.

La necesidad mundial de recursos naturales ha impulsado el aumento de los precios de los *commodities* de manera sostenida. Es así que los países proveedores de estos recursos, denominados como “emergentes”, hoy se encuentran ante una coyuntura inédita que les permitiría definir una nueva senda de crecimiento económico a largo plazo.

El resultado que alcancen dependerá de la capacidad que tengan estas economías para afrontar dos desafíos: canalizar las rentas producto de la exportación de recursos naturales hacia el incremento de su infraestructura productiva y lograr fortalecer las cadenas productivas de materias primas, de tal manera que puedan agregar mayor valor al producto final.

Dentro de la cartera de recursos naturales, los recursos energéticos resultan ser de importancia estratégica a escala local, regional y mundial, y como tal constituyen uno de los fundamentos para el crecimiento y la integración económica. En esta perspectiva, América del Sur (AS), tiene un enorme potencial energético en cuanto a fuentes primarias se refiere. Sin embargo, es necesario diseñar una arquitectura que permita transitar hacia la convergencia de una matriz energética regional, sustentada sobre el mutuo beneficio de un proceso de integración energética y productiva.

El petróleo y el gas natural (hidrocarburos) constituyen las dos formas de energía primaria con mayor alcance (que permiten un abastecimiento sostenido en el tiempo), puesto que sus derivados pueden ser utilizados como combustible para la industria, el transporte o para la termo generación. Dado que el objetivo de un sistema energético es alcanzar un nivel de abastecimiento permanente al menor costo relativo y ambientalmente sustentable, otras fuentes fósiles (e.g. carbón) y/o energías renovables tienen un menor alcance, sobretodo en la dimensión de aprovisionamiento.

Es difícil establecer el contrapeso de fenómenos que actualmente se están manifestando en el mercado energético mundial, en términos del efecto que pueden tener sobre las perspectivas de inversión y el desempeño macroeconómico y microeconómico a varios niveles de análisis.

Primero, la posición de cada país como exportador o importador neto de energía, juega un rol fundamental en la definición de su estrategia energética respecto a su zona de influencia y a su mercado objetivo.

Segundo, dado que las grandes economías a nivel mundial cada vez están más especializadas en la provisión de servicios, los incrementos en el precio del petróleo, afectan a las estructuras de costo en menor medida que en la década de los 70s, permitiendo soportar, por largos períodos, el crecimiento en el precio de la energía con un menor impacto (inflación) sobre los países desarrollados.

Tercero, dado que las condiciones estructurales de producción del mercado petrolero<sup>2</sup> no se han modificado sustancialmente en la última década, incluyendo las capacidades de refinación y de producción, es evidente que no existen los márgenes estructurales precedentes, sin embargo, estos factores no son suficientes para explicar, por el lado de la oferta, la evolución ascendente en el precio del petróleo.

Cuarto, los mecanismos bursátiles están amplificando el tamaño del mercado petrolero (fenómeno especulativo) más allá de las condiciones reales de producción, introduciendo distorsiones en otros mercados como ser el de *commodities* blandos (e.g., soja, maíz, etc.) y fenómenos de inventariación de fuentes energéticas. Ante la desaceleración de la economía de EEUU (con un dólar débil), el petróleo también se está transformando en un activo especulativo y de reserva de valor, junto a otros metales preciosos (e.g. oro).

Quinto, los altos precios del petróleo en los últimos años están generando fuertes incentivos hacia la sustitución de este energético por otras fuentes primarias, como ser el gas natural. Paradójicamente, de continuar los altos precios del petróleo y dado el grado de indexación de éste con el gas natural (mercado aún regional y segmentado), el precio de este último podría también aumentar a niveles muy elevados, reduciendo así su grado efectivo de penetración.

Sexto, los altos precios del petróleo también están incentivando fuertemente el desarrollo de las energías renovables. Se espera un notable incremento de su participación en la matriz energética mundial, en la medida en que el desarrollo tecnológico permita mejorar su rendimiento y abaratar sus costos relativos.

Séptimo, la capacidad real de *swiching*<sup>3</sup> a nivel mundial es limitada, tanto en el corto como en el mediano plazo, es decir que existe un cuello de botella en la capacidad tecnológica real para realizar cambios en las fuentes primarias de uso energético ante incrementos en los precios de referencia de la energía.

Octavo, en términos de inversiones y de procesos de integración energética. los altos precios del petróleo están generando también incentivos diversos. Por un lado existen incentivos a realizar nuevas inversiones en el upstream petrolero (exploración y producción), pero, al mismo tiempo, los altos precios podrían eventualmente llegar a desincentivar las inversiones en refinación (disminuye el margen). Por otro lado, uno de los principales objetivos en un proceso de integración energética es la estabilidad, tanto en el aprovisionamiento del recurso como en los precios de comercialización, en este sentido existe un *trade off*, para países exportadores netos de petróleo, entre integrarse (estabilizar precios a largo plazo) o aprovechar los precios altos de coyuntura (corto plazo).

El proceso de integración energética se asienta sobre las capacidades de infraestructura y sobre la base de una fuente energética que permite efectivizar su implementación. Las fuerzas del mercado, a través de los precios, van introduciendo incentivos diversos que responden a fenómenos políticos, geopolíticos y económicos (e.g. desaceleración de EEUU, el alto crecimiento de China e India, etc.)

En América del Sur, las actuales reservas hidrocarburíferas, su potencial prospectivo y la ubicación geográfica, sobretodo de los países andinos, presenta interesantes ventajas. Es por esto que la creciente brecha energética de América del Norte, junto al potencial

---

<sup>2</sup> Reservas, maduración - declinación de campos -, incorporación de nuevos campos, descubrimientos, capacidades existentes de producción, nuevas capacidades de producción, capacidades de refinación y nuevas capacidades de refinación.

<sup>3</sup> *Swiching* es el término técnico utilizado para determinar el grado efectivo de conversión de una fuente energética a otra.

crecimiento de la producción hidrocarburífera de América del Sur, crea un escenario natural de profundización energética hemisférica.

Sin embargo, el relacionamiento entre el Estado y las empresas privadas, así como los cada vez más frecuentes episodios de nacionalización del capital privado en América del Sur, explican el rezago en las inversiones sectoriales en energía y la tasa subóptima de explotación de las reservas. El aprovechamiento de los recursos energéticos de América del Sur (con mutuo beneficio de sus actores) depende de la voluntad de los Estados propietarios y de los arreglos institucionales de largo plazo.

El objetivo de este documento es analizar la agenda energética mundial y las perspectivas de consumo de las principales fuentes primarias de energía, así como la incidencia de los precios del petróleo (y del gas natural) en el proceso de integración energética de América del Sur. Servirá también, como base de sustentación técnica, a un *policy paper* que tratará este tema.

Para tal efecto, en la segunda sección se presenta la agenda energética mundial, con énfasis en las perspectivas de consumo de crudo de EEUU. En la tercera sección se definen criterios respecto al proceso de integración energética de América del Sur. En la cuarta sección, analizamos los mecanismos de transmisión, tomando como variable de análisis la evolución del precio del crudo en el mercado de EEUU (considerando a este país como principal factor de influencia sobre América del Sur) y el ajuste que se da en el precio del gas natural. En la quinta sección presentamos pronósticos para el precio del petróleo y el gas natural, en base a dos metodologías distintas (i.e. enfoque de fundamentales y análisis econométrico de coyuntura). En la última sección presentamos las conclusiones y consideraciones finales.

## **2. Agenda Energética Mundial<sup>4</sup>**

Los combustibles fósiles continúan y continuaran siendo en el futuro la principal fuente energética a escala mundial. Los hidrocarburos líquidos mantendrían su participación dentro de la canasta del consumo mundial de energía en el largo plazo. Sin embargo, su participación se estima que puede reducirse de 38% en 2004 a 34% en 2030, sobretudo en un escenario en que se mantengan altos los precios del petróleo. Actualmente los derivados refinados del petróleo (e.g. gasolinas) representan más del 70% del combustible de automoción.

El consumo de gas natural está aumentando a una razón promedio de 1.9% por año, de aproximadamente 100 Trillones de Pies Cúbicos (TCF) en 2004 a 163 TCF en 2030. El crecimiento sostenido en los precios del petróleo esta incentivando la demanda de gas natural como sustituto energético en el sector industrial (en 2030 el gas natural alcanzaría el 43% del consumo total de energía de este sector) y de generación eléctrica. En la próxima década es posible que el mercado de gas natural se consolide, en la medida en que los avances tecnológicos e institucionales permitan superar la segmentación regional propia de este energético.

La dependencia de los EEUU (con suministros internos de gas natural relativamente caros) respecto a sus importaciones de Gas Natural Licuado (LNG) aumentaría en los próximos años, esto se traduce en un incremento de los precios marcadores de crudo (e.g.

---

<sup>4</sup> Esta sección ha sido elaborada en base a información oficial de la AIE.

WTI<sup>5</sup>, Maya, etc.). Del otro lado, en Rusia y el Medio Este, dónde los recursos domésticos de gas natural convencional son abundantes, se espera un escenario opuesto, con precios relativamente bajos para el consumo de gas natural doméstico.

Por su parte, el consumo mundial de carbón aumentó de manera importante entre 2003 y 2004, (17%) debido al mayor consumo de energía en la región no OCDE<sup>6</sup> Asia (i.e. China e India). Como resultado, este energético aumentó su participación en la matriz de consumo mundial de 25% en 2003 a 26% en 2004 y se espera que esta tendencia continúe hasta alcanzar un 28% en 2030. La evolución de este mercado dependerá de la coexistencia de un escenario de altos precios del petróleo, de la tasa de crecimiento que China mantenga en la próxima década y del abaratamiento de tecnologías de mitigación ambiental asociadas. En la actualidad se espera una disminución moderada en el consumo por parte de la OCDE Europa y Japón.

En el mercado final de energía se estima que la generación mundial de electricidad en 2030 alcanzaría a los 30,364 trillones de kilowatt/hora, un poco menos que el doble que en 2004 (16,424 trillones de kilowatt/hora). La región no OCDE crecería a una tasa de 3.5% anual (por una mayor incorporación de aparatos con aplicación eléctrica en la región), mientras que en las naciones OCDE (donde ya están establecidas las plataformas de consumo eléctrico) dado su menor crecimiento demográfico, se espera que la generación eléctrica crezca en un término medio anual de 1.3% hasta el 2030.

Dentro de las fuentes primarias de energía fósil, el gas natural y el carbón se constituirían en los dos principales recursos utilizados en la generación eléctrica entre 2004 y 2030. Se estima que el gas natural incrementaría su participación de 20% a 24% y el carbón de 41% a 45% en este período. Los beneficios medioambientales y de eficiencia asociados al gas natural pueden verse afectados en el futuro por los elevados precios del petróleo, dado que existen mecanismos de ajuste entre ambos precios (se generarían incentivos a favor del carbón principalmente en EEUU y no OCDE Asia).

La generación de electricidad en base a fuentes no convencionales nucleares se estima que aumentaría de 2,619 mil millones de kilowatt/hora en 2004 a 2,972 mil millones kilowatt/hora en 2015 y 3,619 mil millones kilowatt/hora en 2030. Los altos precios de combustibles fósiles y las mejoras tecnológicas y de seguridad, permiten esperar mayores incrementos en la capacidad de generación a escala mundial, solo se espera una declinación en generación nuclear en la región OCDE Europa.

La generación nuclear en los países no OCDE aumentaría a una tasa anual promedio de 4 % entre 2004 y 2030. El principal aumento de capacidad se daría en la región no OCDE Asia (68% del aumento total en la capacidad nuclear de la región no OCDE). Este crecimiento esperado equivale a 58 Gigawatts de generación eléctrica entre 2004 y 2030, de los cuales 36 Gigawatts corresponderían a China y 17 Gigawatts a India. En la región OCDE Europa se espera un incremento de 20 Gigawatts por parte de Rusia.

Respecto al uso de hidroelectricidad y otras fuentes de energía renovables, se espera que estas continúen creciendo a una tasa anual de 1.9% entre 2004 y 2030 (una tasa similar a la del gas natural). Sin embargo, en caso de que los precios de los combustibles fósiles continúen en los niveles actuales (o superiores), es evidente que en la mayoría de los países se apoyaría de manera más decidida la incorporación de fuentes renovables (incluso se

---

<sup>5</sup> WTI, es el marcador del crudo West Texas Intermediate.

<sup>6</sup> OCDE, es la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico..

podría alcanzar una tasa de 2.5% anual), con lo cual la participación de las energías renovables pasarían de 7% en 2004 a cerca de 10% en 2030.

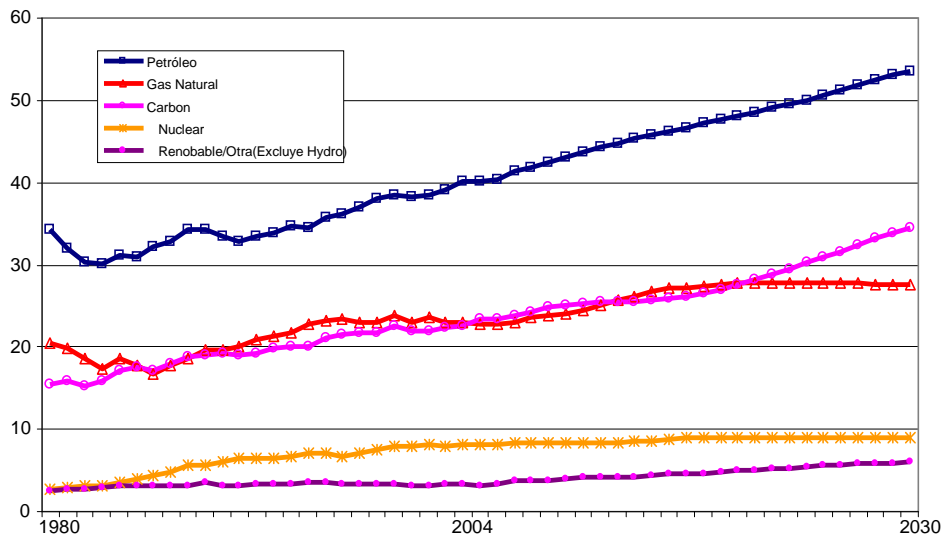
Gran parte del crecimiento de energía renovable se espera venga generado por nuevas capacidades a gran escala en hidrogenación en la región no OCDE Asia, América Central y América del Sur. En la región OCDE no Asia, India tiene proyectado incrementar su capacidad de hidrogenación en por lo menos 12,020 Megawatts en los próximos años, mientras China incrementaría su potencia en 32,000 Megawatts.

En la región no OCDE de América Central y América del Sur, se espera que Brasil incremente su capacidad de hidrogenación en 6,500 megawatts. En los países OCDE, el crecimiento de hidrogenación sería más modesto, salvo Canadá y Turquía, la mayoría de los recursos hidroeléctricos ya se ha desarrollado o se encuentran a distancias muy lejanas de grandes centros urbanos.

## 2.1. Crecimiento Mundial del Mercado Petrolero

Según el *Internacional Energy Outlook* (IEO) 2007, el consumo mundial total de energía aumentaría de 447 cuatrillones<sup>7</sup> de Btu en 2004 a 559 cuatrillones de Btu en 2015 y 702 cuatrillones de Btu en 2030 (que equivale a un 57% de incremento). Este crecimiento de la demanda vendría dado principalmente por un crecimiento medio en la región no OCDE de 2.6% durante el período 2004-2030. La mayoría de las economías de la región OCDE se pueden catalogar como desarrolladas y de crecimiento demográfico lento, por lo tanto se espera que su consumo energético crezca en promedio 0.8% por año entre 2004-2030. Mientras que las economías no OCDE (menos desarrolladas) se estima que aumentarán su consumo energético anual a una tasa superior, superando el consumo de la región de OCDE entre 2010-2012). (Ver Figura 1).

**Figura 1: Consumo de Energía Cuatrillones de BTU**



Fuente: IEA

<sup>7</sup> Está unidad de medida está referenciada en base a la escala de medición norteamericana.



Gran parte del crecimiento de la demanda<sup>8</sup> energética se explica por el aumento en el consumo de las economías no OCDE Asia, donde se incluyen a China<sup>9</sup> e India. El último quinquenio China ha mostrado un crecimiento medio de 9% de su PIB, con un aumento en su demanda de energía de cerca el 38% del crecimiento total en la demanda mundial.

En la región sudasiática<sup>10</sup> (Bangladesh, Bhután, India, la Maldivas, Nepal, Pakistán, y Sri Lanka), India representa el quinto consumidor más grande de petróleo a nivel mundial en 2006 y se espera que esta tendencia continúe en la próxima década debido al fuerte crecimiento económico de este país (9.1% de su PIB en 2006).

Se proyecta que la región Asiática crecería a tasa media de 3.2% por año, llegando a representar cerca de un 65% del incremento en el consumo de energía en la región no OCDE durante el período 2004-2030. En 2004, Asia representaba 48% del consumo total no OCDE y para el 2030 se espera que alcance a un 56%.

En la región OCDE de América del Norte (excepto EEUU) se espera un crecimiento en el consumo de cerca del 2%. En la zona media del continente americano (Centro América), la mayoría de los países son importadores netos de energía, con excepción de Trinidad y Tobago.

En la región no OCDE de América del Sur (Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Perú, etc.) se estima un crecimiento en el consumo energético anual de 2.4%. Argentina posee alrededor de 2,700 millones de barriles en reservas probadas de crudo y aunque su producción está declinando, aún mantiene su posición como tercer productor de crudo en Latinoamérica. Las exportaciones de Argentina están principalmente destinadas hacia Chile y Brasil. En 2007 el PIB de Argentina creció a 7.9%, con un aumento en su demanda energética soportada por importaciones de gas natural de Bolivia.

Bolivia es un país cuyas reservas hidrocarburíferas son ricas en gas natural. A nivel regional se constituye como la segunda reserva de América del Sur, solo por detrás de Venezuela. Sin embargo, el país tiene problemas domésticos de abastecimiento en hidrocarburos líquidos y ha encarado en los últimos años reformas institucionales complejas y poco amigables para las inversiones.

Brasil (el décimo consumidor mundial de petróleo) posee 10,600 millones de barriles de reservas probadas de crudos (sin tomar en cuenta los importantes descubrimientos de petróleo realizados en el 2007 y 2008). La producción de crudo ha crecido en los últimos años y aun cuando el país es todavía un importador neto, se espera que Brasil pudiera convertirse en exportador en el mediano plazo.

Colombia posee 1,540 millones de barriles en reservas probadas de crudo (quinto proveedor de Latinoamérica), sus reservas al igual que su producción, han venido declinando en los últimos años, por lo que en el mediano plazo podría convertirse en importador neto de petróleo y derivados. Colombia exporta casi la mitad de su producción, siendo EEUU su principal mercado.

En la región no OCDE Africana se espera que el consumo energético crezca a una tasa anual de 2.3%. La creciente participación de Angola [tercer productor de petróleo más importante de África detrás de Nigeria (que tiene 32.200 millones de barriles de reservas)]

---

<sup>8</sup> Hasta ahora la demanda ha sido inelástica al aumento de precios y existen pocas razones para creer que en los siguientes dos o tres años sea diferente. A pesar de los altos precios registrados se observan crecimientos superiores al 2%.

<sup>9</sup> El primero es tercer país importador neto más grande de petróleo por detrás de EEUU y Japón.

<sup>10</sup> Representa un quinto del de la población mundial existente.

y Libia permitirían sostener el consumo de la región entre 2004-2030. Se estima que este último, aumentaría su producción de petróleo *offshore*<sup>11</sup> en el corto plazo e incrementaría su capacidad de producción en 40% [de 1.8 millones de barriles por día (bbl/d) a 3 millones de bbl/d en 2013].

En la región OCDE Europa (Noruega<sup>12</sup>, Reino Unido<sup>13</sup>, etc.), principalmente en la Euro-zona (Alemania<sup>14</sup>, Francia<sup>15</sup>, España<sup>16</sup>, etc.) se espera un incremento anual en el consumo de energía cercano al 1.4%, debido a que la mayoría de estos países cuentan con plataformas energéticas desarrolladas. Mientras que en la no OCDE Eurasia se espera una tasa anual superior, cercana a los 2.3% entre 2004-2030. Por su parte, las reservas hidrocarburíferas alojadas en el Mar del Norte (campos maduros) requieren de sofisticada tecnología *offshore* (altos costos operativos y de inversión) para continuar con sus actuales niveles de producción.

En Oriente Medio se espera un crecimiento anual en el consumo de energía de 2.3%. En 2006, los países del Golfo Pérsico (Bahrein, Irán, Irak, Kuwait, Qatar, Arabia Saudita, y los Emiratos árabes Unidos) produjeron 28% del crudo a nivel mundial y mantuvieron *stocks* por un equivalente a 55% de las reservas mundiales de petróleo. En 2006, los países del Golfo Pérsico exportaron 18.2 millones de barriles por día (bbl/d).

Las importaciones de crudo por parte de la OECD de los países del Golfo Pérsico promediaron, durante el 2006, el 31% del total de las importaciones de la OCDE. Las importaciones de crudo de EEUU del Golfo Pérsico promediaron los 2.2 millones de bbl/d el mismo año (17% del total de las importaciones norteamericanas). Adicionalmente la región del Golfo Pérsico también tiene cuantiosas reservas de gas natural (2,509 TCF) que equivalen al 41% de las reservas mundiales probadas.

En el marco de agenda energética mundial, es de interés central para América del Sur definir su estrategia de integración energética sobre la base de criterios de mutuo beneficio para todos sus agentes, de manera tal que se pueda consolidar una plataforma estable de consumo en firme de energía que reduzca la volatilidad exógena a la región.

### 3. Política y Criterios de Integración Energética

La apertura energética de América del Sur comenzó hace aproximadamente dos décadas con reducidos suministros en zona de frontera, intercambios de oportunidad en electricidad, gasoductos con venta firme de gas y centrales binacionales. La mayoría de estas iniciativas partían de ventajas económicas importantes y razones de orden político que justificaban su desarrollo.

---

<sup>11</sup> Producción de petróleo en costa marítima.

<sup>12</sup> Noruega es una economía con importantes reservas hidrocarburíferas pero que presenta campos maduros.

<sup>13</sup> El Reino Unido históricamente ha sido el principal productor de crudo en la UE, sin embargo en 2004 se ha invertido su posición de exportador neto de hidrocarburos.

<sup>14</sup> Alemania es el quinto consumidor mundial de energía [un promedio de 4.7 cuatrillones las Unidades Térmica Británicas (Btu) de energía por año]. El país no posee prácticamente reservas hidrocarburíferas, por este motivo se ha convertido en uno de los líderes mundiales en el desarrollo de tecnologías de energía renovables.

<sup>15</sup> Francia, actualmente tiene un sistema energético basado en fuentes nucleares (40%) y se espera que está tendencia continúe.

<sup>16</sup> En los últimos 25 años la demanda de energía por parte de España ha aumentado en más de 100%. En general los países de la Península Ibérica dependen de importaciones energéticas y están orientando gran parte de sus esfuerzos hacia nuevas plataformas de energía renovable.

Sin embargo, un proceso de integración implica mucho más que la apertura de ámbitos de comercio - la base del proceso se sostiene sobre los beneficios que se originen de la diferencia de precios en cada sistema energético y la retribución que cada actor recibe por su participación (e.g. sinceramiento de precios y tarifas<sup>17</sup>).

El proceso de integración energética de América del Sur ha dado origen a varias iniciativas (e.g. OLADE, CIER, ARPEL, CAN, CEPAL, ALADI, MERCOSUR, CAF, BM, BID, FONPLATA), la mayoría de los cuales tienen objetivos similares, orientados a la búsqueda de plataformas de infraestructura regional eficiente<sup>18</sup> que permitan contribuir al desarrollo económico y social, incrementar la integración de los países y mejorar la competitividad regional de las economías.

La integración energética debe asumirse como un desafío regional en el marco de un proceso gradual cuya evolución dependerá de avances regulatorios e institucionales. En la última década se han registrado valiosos progresos en esta materia, sobretodo a nivel bilateral, orientando los esfuerzos hacia el incremento de los niveles regionales de transacción de energía.

El diseño del proceso de integración en primera instancia debe permitir identificar los actores y los beneficios bajo distintos escenarios de mediano y largo plazo. En un marco amplio, la integración energética debería tener aparejados varios de los siguientes beneficios: a) reducir la utilización de hidrocarburos líquidos; b) reducir los costos de generación eléctrica; c) promover la inversión en el sector energético; d) dinamizar el consumo de energía y mejorar la calidad de vida de la población; e) reducir los costos de la energía; f) favorecer el desarrollo de mercados regionales de bienes y servicios conexos a la energía; g) reducir la dependencia de fuentes energéticas extra hemisféricas; h) reducir distorsiones de precio entre distintos combustibles; i) fortalece el comercio intra regional; y j) estimular un mejor aprovechamiento de las interconexiones existentes.

Según OLADE (2005), el *stock* de recursos energéticos de la región permitiría garantizar, en gran medida, tanto la seguridad energética doméstica como el abastecimiento de mercados no regionales. Por ejemplo, la ganancia estimada por la integración gasífera de los países miembros de esta organización entre 2003 y 2018, tomando en cuenta sólo los costos de transporte del gas natural serían del orden de \$us. 90 billones.

Un segundo eje concurrente (a la identificación de beneficios) en el proceso de integración energética, es la identificación y desarrollo de infraestructura que permita viabilizar, de manera sostenible, mayores flujos energéticos y establecer mecanismos de regulación respecto al abastecimiento de fuentes energéticas externas. En este sentido, los beneficios inherentes al proceso, permitirían optimizar el *stock* de capital dedicado al suministro de fuentes primarias (disminuyendo el precio marginal de largo plazo en el abastecimiento del mercado global y mejorando la calidad y seguridad del suministro).

La concreción de estos beneficios requiere de marcos regulatorios armonizados que incorporen y/o fortalezcan el tratamiento de los intercambios energéticos regionales. Esto contribuye al desarrollo del comercio como paso previo necesario a la integración.

---

<sup>17</sup> Esta tarea requiere de precios de la energía eléctrica y del gas resultante de la competencia, y peajes de transporte/transmisión que se aproximen a los costos marginales.

<sup>18</sup> Surgió de la Reunión de Presidentes de América del Sur realizada en Brasilia, Brasil, en septiembre del 2000

Adicionalmente se debe incentivar la concurrencia de inversiones privadas que contribuyan al desarrollo eficiente<sup>19</sup> de infraestructura energética regional.

En términos generales, se pueden identificar dos caminos (no excluyentes) de convergencia hacia la integración energética: mediante una transformación regulatoria unificada, junto al aumento en la infraestructura energética regional (mayor capacidad de intercambio) y mediante la profundización de los vínculos comerciales (eliminación de las restricciones que afectan al comercio energético) que tiendan a la integración de largo plazo de los mercados.

Conceptualmente existen dos factores que se constituyen de manera natural como conductores del proceso de integración energética. Primero, la composición de la cartera de reservas hidrocarburíferas (i.e. petróleo, gas natural y carbón), con importantes reservas de petróleo y gas natural. Segundo, el importante potencial de hidrogenación que tienen la mayoría de los países de América del Sur.

El aprovechamiento de estas características depende de los arreglos institucionales y de nuevas inversiones, que permitan mejorar y/o ampliar las interconexiones energéticas, mejorando el uso de los recursos existentes e incrementando la producción y eficiencia en las transacciones (mayores beneficios relativos para todos los agentes involucrados).

### 3.1. Condiciones para la Integración Energética

Un proceso de integración requiere de mecanismos flexibles que permitan conciliar las distintas agendas energéticas, políticas económicas y técnicas de los países involucrados en zonas de mutua influencia. En esta sección trataremos de definir las principales condiciones que deberían existir para llevar adelante un proceso eficiente de integración energética en América del Sur.

**a) Un clima político y económico:** Que permita promover la concurrencia de inversiones destinadas a la infraestructura energética comercial regional, de manera que se pueda minimizar los riesgos no comerciales asociados a la inversión y reducir y/o eliminar restricciones comerciales.

**b) Establecer mecanismos institucionales a nivel regional:** Que permitan alcanzar decisiones supranacionales estables, mediante la coordinación de operaciones energéticas a través de una red regional de transporte y un mecanismo para la solución de controversias.

**c) La no discriminación entre agentes:** Que asegure la igualdad en el tratamiento de agentes externos respecto de los internos, en la contratación de fuentes energéticas (salvaguardando el abastecimiento en los mercados domésticos).

**d) Uso eficiente de interconexiones<sup>20</sup>:** Que permitan respetar los derechos que se otorgan a quienes las desarrollen y aseguren que el flujo que se produzca en la interconexión

---

<sup>19</sup> El desarrollo de mercados energéticos regionales eficientes, necesita de normativas nacionales que permitan los intercambios internacionales, que promuevan la no discriminación de agentes, respeten los contratos bilaterales entre agentes de distintos países, realicen el despacho económico incluyendo la oferta y demanda agregada en las interconexiones internacionales, respeten los criterios generales de seguridad y calidad en las interconexiones y garanticen el acceso abierto al transporte y a la información.

(usando la capacidad remanente no asociada a derechos vigentes) converja hacia un despacho óptimo del conjunto.

**e) Fijación de precios eficientes<sup>21</sup>:** Que derivan de asegurar condiciones competitivas de mercado, así como metodologías de formación de precios que respondan a costos económicos. A medida que se profundice la vinculación de los mercados, los diferenciales en el precio marginal de largo plazo tenderían a aproximarse, sin desaparecer por ello los beneficios<sup>22</sup> de la integración.

**f) Libre acceso al sistema de transporte:** Que permita respetar el acceso abierto a la capacidad no asignada como firme de las instalaciones de transporte y distribución, incluyendo también el acceso a las interconexiones internacionales, sin discriminaciones que tengan relación con la nacionalidad y el destino de la energía<sup>23</sup>.

**g) Tarifación y expansión eficiente del transporte<sup>24</sup>:** Que permita evitar la superposición de peajes por uso eficiente<sup>25</sup> de las instalaciones de transporte, propendiendo a una tarifación representativa de los requerimientos que introduce el intercambio internacional.

**h) Compromisos comerciales de largo plazo:** Que permitan disponer de la garantía de suministro que los compradores requieran de los vendedores de otro país, independientemente de los requisitos del mercado de origen, asegurando la existencia de contratos de transporte firme a largo plazo.

**i) Asegurar el suministro doméstico:** Que permita respetar los criterios generales de seguridad y calidad del abastecimiento de cada país definidos para la operación de sus propias redes y sistemas.

### 3.2. Integración y Acuerdos Institucionales

---

<sup>20</sup> Existen requerimientos para la construcción de Interconexiones Internacionales: a) estables, consistentes y con una clara orientación hacia el mercado; b) orientadas a la eficiencia económica; c) que preserven los objetivos de servicio universal; d) que promuevan acuerdos regionales y avancen en la armonización de las leyes y regulaciones de cada uno de los países; e) que promuevan la convergencia reguladora entre los países; e) que reduzcan las distorsiones entre fuentes energéticas.

<sup>21</sup> Los beneficios de la integración de mercados competitivos tienen su origen en la diferencia de precios de cada sistema. En la medida que los precios surjan de un proceso competitivo (se aproximen a los marginales de producción), los beneficios reflejan el beneficio social.

<sup>22</sup> Definimos beneficio como la eficiencia ganada por el uso del *stock* de capital utilizado para abastecer la demanda, en la optimización conjunta del uso de los recursos y en el incremento de la calidad y seguridad del abastecimiento.

<sup>23</sup> Para el uso de la capacidad remanente, es decir aquella capacidad sobre la que no existen derechos, o el titular de los derechos no los ejerce, se debe establecer una metodología de asignación y un precio eficiente para su uso.

<sup>24</sup> Se debe permitir la expansión del sistema de transporte de manera no discriminatoria respecto a la demanda o generación interna (asegurando los compromisos de largo plazo).

<sup>25</sup> La eficiencia para el uso de oportunidad debe ser compatibilizada con la equidad dado que cualquier tarifa de transporte que intente cobrar a un usuario más que el costo de oportunidad (carga de congestión), introducirá ineficiencias.

La agenda de integración energética en América del Sur debe avanzar hacia un mercado integrado que incorpore a este sector como una actividad económica convencional, basada en el aprovisionamiento estable de energía primaria (e.g. gas natural) y un elevado grado de desarrollo de redes eléctricas regionales, basada en el importante potencial que se tiene tanto en gas natural como en recursos para hidrogenación de energía

Dado que la integración energética es un proceso de largo plazo, es necesario definir ámbitos supranacionales donde alojar los acuerdos de integración. Este proceso se puede descomponer en tres etapas:

En una primera etapa, los intercambios son marginales en relación a los mercados internos, se considerarán como operaciones adicionales en la frontera y se acuerda el uso de interconexiones (e.g. contratos firmes, intercambios *spot*, acceso abierto a la capacidad de transporte, no discriminación y reciprocidad para los agentes, coordinación de los intercambios, derechos de transporte y remoción de barreras).

En una segunda etapa<sup>26</sup>, se deberán ir acordando la formulación de las reglas que viabilicen el libre comercio de energéticos en el territorio regional. Finalmente, se alcanza una tercera etapa de comercio e intercambio efectivo.

### **3.3. Funcionamiento de los Mercados Energéticos**

Existen diferencias importantes entre los mercados de gas y de electricidad (Anexo 2). Los primeros son más simples y básicamente transan un solo producto. En el caso de la electricidad existe una multiplicidad de productos y se soportan sobre una arquitectura más compleja. Sin embargo, existen principios comunes relativos a la capacidad para asegurar condiciones competitivas en los mercados mayoristas<sup>27</sup>.

También se deberá establecer un mecanismo de coordinación para las transacciones internacionales que permita asegurar el despacho de las transacciones firmes y luego se asigne la capacidad remanente a los intercambios de oportunidad que sean acordados por los agentes de los países.

#### **3.3.1. Acceso al Sistema de Transporte y Transmisión**

Se debe respetar el acceso abierto a la capacidad no asignada como firme de las instalaciones de transporte/transmisión y distribución, incluyendo también el acceso a las interconexiones internacionales (sin discriminación) que tengan relación con la nacionalidad y el destino de la energía.

Deberán definirse derechos para los agentes que se hagan cargo del costo de nuevas instalaciones. Estos derechos vendrían a ser la contrapartida de sus inversiones, los cuales deberán ser transferibles junto con las obligaciones de pago de las nuevas instalaciones sobre las que se aplican. Para el uso de la capacidad remanente, es decir aquella capacidad

---

<sup>26</sup> Primero, reglas de mercado que regulen las transacciones, precios, aranceles y aspectos impositivos que permitan la “captura” eficiente de la renta. Segundo, identificación de productos y rutas, definición de criterios de seguridad y remuneración, tratamiento de las congestiones.

<sup>27</sup> Se debe evitar la existencia de agentes que puedan ejercer una influencia permanente sobre los precios, evitarse subsidios e incentivos directo a las exportaciones de energía, aranceles a las importaciones de energía, debiéndose establecer precios para el uso del transporte/transmisión y otros servicios que reflejen costos económicos eficientes.

sobre la que no existen derechos, o el titular de los derechos no los ejerce, se debe establecer una metodología competitiva<sup>28</sup>.

### **3.3.2. Tarifación y Expansión Eficiente**

La Red de Transmisión Regional (RTR) debería estar constituida por aquellas instalaciones que cruzan las fronteras de los países de la región y otras que los países del mercado regional decidan voluntariamente darle tal carácter. Es decir que la RTR es un soporte físico para el desarrollo del mercado y la comercialización de energía a través de las fronteras.

La RTR requiere de un sistema con principios tarifarios comunes<sup>29</sup>, donde se evite la superposición de tarifas o peajes por uso del transporte/transmisión. A fin de evitar modificaciones en las regulaciones de los países resulta conveniente separar el tratamiento dado a las interconexiones internacionales<sup>30</sup> respecto al tratamiento de cada sistema nacional<sup>31</sup>.

Existen asimetrías regulatorias que teóricamente pueden afectar la eficiencia del proceso de integración, es necesario en este sentido elaborar un diseño que minimice las mismas y permita, por lo tanto, establecer un esquema de convergencia regulatoria entre los agentes participantes de proceso de integración, de manera que se pueda alcanzar un importante volumen de comercio.

### **3.3.3. Transmisión de Energía Eléctrica**

Resulta conveniente diferenciar el uso firme<sup>32</sup> del uso de oportunidad<sup>33</sup>, definiendo un sistema tarifario y los derechos para facilitar el uso eficiente de las interconexiones. Cualquier tarifa de transmisión que intente cobrar a un usuario más que el costo de oportunidad (cargo de congestión), introducirá ineficiencias al hacer no convenientes algunas transacciones para las partes.

### **3.3.4. Expansión del Transporte y Transmisión Regional**

Se debe permitir la expansión del sistema de transporte/transmisión nacional e internacional ante requerimientos de exportación o importación de los agentes de manera no discriminatoria respecto a la demanda o generación interna. Para ello las metodologías de expansión deben asegurar que los mismos desarrollen y asuman los costos de las expansiones y adquieran los correspondientes derechos.

---

<sup>28</sup> Asignación de carga y precio eficiente de uso.

<sup>29</sup> Peajes asociados a costos de oportunidad y representativos de los requerimientos que el intercambio internacional introduce.

<sup>30</sup> Interconexiones internacionales: son tratadas como activos de conexión o activos específicos a ese fin con derechos asignados a aquellos agentes que asuman el pago del canon de la ampliación. Esos derechos van desde el uso prioritario (físico) a la percepción de los cargos de congestión (financieros), y están sujetos al libre acceso de la capacidad remanente.

<sup>31</sup> Red nacional: existe en cada país diferentes metodologías de expansión y planificación, con mayor o menor participación de los agentes y del Estado o del regulador. La utilización del transporte/transmisión se hace en función de un despacho físico en caso del gas, y de mínimo costo para la energía eléctrica.

<sup>32</sup> Transmisión Firme: Para contratos firmes (energía, potencia) bilaterales. Las partes de un contrato firme deben adquirir derechos sobre las interconexiones internacionales que deben utilizar sus titulares o realizar las expansiones necesarias.

<sup>33</sup> Uso de oportunidad: son los usos de la transmisión que usan la capacidad remanente y permiten las transacciones bilaterales de oportunidad.

En aquellos países donde la planificación es centralizada se deben introducir elementos regulatorios que aseguren su desarrollo cuando los agentes que desean realizar transacciones internacionales lo requieren y acepten hacerse cargo de los respectivos costos.

### **3.3.5. Suministro Requerido por el Cliente**

La firmeza de suministro es una cualidad requerida por los consumidores, en caso que el mercado exportador introduzca limitaciones a la seguridad de suministro doméstico, se podrían desalentar los contratos firmes de largo plazo y, en consecuencia, el desarrollo de la integración. La facultad de permitir contratos que pueden asegurar un compromiso firme, es el principal criterio para promocionar inversiones tanto en generación como en transmisión (interconexiones internacionales).

### **3.3.6. Confiabilidad en el Suministro Doméstico**

Se deben respetar los criterios generales de seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico de cada país definidos para la operación de sus propias redes y sistemas, y prever el caso en que se realicen transferencias no deseadas de calidad<sup>34</sup> (la confiabilidad en cada país es diferente y está asociada a las condiciones económicas vigentes, a las características de sus redes, la estructura de la oferta y otros).

## **4. Mecanismo de Propagación del Mercado Energético**

Dado que la mayoría de los países de AS son intensivos en recursos naturales, podemos considerar que el proceso de integración energética se asentará sobre el desarrollo del acervo de estos recursos (fuentes de energía primaria). La electricidad como energía final se debe desarrollar en base a la capacidad de integración (e.g. infraestructura) de fuentes primarias (e.g. petróleo, gas natural, hidrogenación)

Para fines de este documento realizamos el análisis en el mercado petrolero, puesto que el mismo cumple con varias características que nos permiten evaluar de manera adicional los mecanismos de transmisión (precios de crudos marcadores) a otros mercados, así como el precio de oportunidad de sustitutos como el gas natural y el carbón.

Para países exportadores de recursos naturales el efecto que tiene la volatilidad propia de los *commodities* sobre el desempeño macroeconómico, así como los mecanismos de propagación, son, sin duda, temas de fundamental importancia. Este tipo de efectos externos se puede transmitir por varios canales. En este documento nos centraremos básicamente en los ajustes vía precios de la energía, tomando como base del análisis el desempeño del mercado petrolero de EEUU, que históricamente se ha constituido como el foco de propagación de los ajustes en los precios de los energéticos.

La actual coyuntura de EEUU, con una acentuada desaceleración en el nivel de su actividad económica, según muchos expertos, puede anticipar una recesión a escala

---

<sup>34</sup> Es necesario desarrollar criterios, reglas de coordinación técnica y procedimientos operativos que sirvan de base para la compatibilización de la calidad de los productos, servicios intercambiados y la valoración de las transferencias, tanto voluntarias como inadvertidas.



mundial. Respecto a América Latina se espera una contracción en la cartera de Inversión Extranjera Directa (IED), un ajuste gradual a la baja en los precios de las materias primas (que dependerá de las medidas que tomen China e India) y mayores presiones inflacionarias.

Pese a que la región se encuentra mejor preparada que en anteriores ocasiones para afrontar este potencial escenario recesivo, el sistema financiero de América Latina se ha caracterizado históricamente por presentar fuertes contracciones crediticias en etapas recesivas y una marcada dificultad para revertir este comportamiento cuando aumenta la disponibilidad de fondos.

El grado de desarrollo del sistema financiero acompaña y contribuye con el desempeño de la política monetaria (reduce los efectos de la volatilidad, anticipando el impacto de *shocks* externos). Sin embargo, la mayoría de las economías de la región (a pesar del crecimiento alcanzado en la última década) presentan mercados poco desarrollados, por lo que se espera que los colaterales domésticos se sobrevalúen ante un *shock* positivo de liquidez externa generando incentivos para aumentar la deuda.

Respecto a la política fiscal, la mayoría de los países de la región han mostrado una recurrente situación de desequilibrio fiscal, sobretodo después de episodios altamente expansivos no sostenibles en el tiempo. En este marco, el diseño de los instrumentos fiscales y financieros es otro de los temas centrales de discusión, sobretodo en la medida en que éstos pueden resultar ser en una forma muy costosa de cobertura, con importantes problemas operativos, sesgos de diseño e ineficiencias asignativas.

El problema inherente detrás de la volatilidad de los precios de los *commodities* (e.g. petróleo) es que el valor esperado del beneficio de un recurso natural es inestable porque depende del precio (que es una variable aleatoria) y, por lo tanto, la recaudación depende de la alícuota impositiva que se aplique a los ingresos.

Cuando se pretende estabilizar las recaudaciones con una regalía, se necesita una alícuota inferior respecto a un impuesto a las ganancias, dado que el valor que se pretende gravar es mayor cuando se trata de ingresos brutos que cuando se trata de ingresos netos (un impuestos sobre los beneficios genera mayor volatilidad fiscal). En esencia el sistema impositivo aplicado sobre un recurso natural constituye un mecanismo de ponderación del riesgo entre los agentes involucrados<sup>35</sup>.

Dado que las inversiones se caracterizan por largos períodos de maduración (más de diez años) y altos costos hundidos (e.g. *upstream* petrolero) la volatilidad en los precios puede afectar negativamente la inversión y es necesario diseñar mecanismos que permitan ayudar a estabilizar el perfil inversor en el corto plazo.

Los impuestos basados en el valor generan menor volatilidad fiscal, pero disminuyen los incentivos inversores. Existe una incompatibilidad entre objetivos, cuando por un lado se quiere que el sistema impositivo ayude a reducir la volatilidad de los ingresos fiscales y, por el otro, introduzca incentivos a la inversión.

#### **4.1. Análisis de los Precios del Mercado Petrolero**

Durante los últimos cuatro años, el precio de los crudos y sus productos derivados aumentaron notablemente, de un promedio de 60 \$us/bbl en 2007 a cerca de 120 \$us/bbl en

---

<sup>35</sup> Un esquema impositivo de suma alzada, traspasa la mayor parte del riesgo al inversionista. Es un impuesto que para el mismo valor esperado de recaudación fiscal genera mayor volatilidad al productor cuando se aplica una regalía que cuando se gravan los beneficios.

2008. Los analistas coinciden en señalar que existen muchos factores explicativos (condiciones estructurales del mercado) para este incremento, sin embargo, ninguno por sí solo, permite explicar el nivel vigente de precios (existe un componente especulativo y una prima al riesgo que se está descontando sobre los precios actuales).

Partimos por identificar los principales competidores de crudo en EEUU, consideramos a este mercado como área natural de influencia de AL. El 70% del total de importaciones de crudo de EEUU proviene de Arabia Saudita, Canadá, México, Nigeria y Venezuela.

Venezuela (sexto exportador mundial de petróleo) posee 77 mil millones de barriles (mmb) de reservas probadas de crudos convencionales. Además, cuenta con grandes reservas no probadas de crudos extra pesados y betumen en la faja petrolífera del Orinoco.

Dado que el crudo venezolano es pesado, tiene por lo general un destino más favorable en la Costa del Golfo. Aproximadamente el 80% de este crudo se destina a EEUU, la mezcla venezolana compite principalmente con el crudo mexicano Maya de similar calidad. El mayor volumen de importaciones<sup>36</sup> de crudo de EEUU se concentra en esta zona (refinerías adecuadas a crudos pesados con azufre).

Se estima que México posee reservas probadas de crudo por 15,700 millones de barriles. En la actualidad es el mayor productor latinoamericano (3.8 mbd), y exporta más de la mitad del crudo que extrae, en 2004 México exportó 1.83 mbd a EEUU. Aproximadamente el 70% de la producción de México es crudo pesado y de alto contenido de azufre, mientras que el 50% es crudo Maya.

En la región del Medio Oeste de EEUU, Canadá se constituye en el principal abastecedor (el crudo llega por oleoductos) y el segundo de la Costa Este (crudo más liviano y de menor contenido de azufre). Canadá posee 178.800 millones de barriles de reservas probadas de crudo, de las cuales el 95% son *oil sands* (arenas de petróleo).

El crudo liviano tipo mesa compite en la costa del Golfo, básicamente con crudos de Irak, ya que su contenido de azufre es mayor al de los crudos árabes y nigerianos livianos. Arabia Saudita es uno de los principales proveedores para todos los mercados de EEUU, debido a su alta capacidad exportadora y calidad de sus crudos (pueden procesarse tanto en refinerías de las costas del Este como del Oeste de EEUU).

Los crudos nigerianos son muy competitivos en la Costa Este, donde las refinerías son menos complejas y requieren crudos livianos y con bajo contenido de azufre, mientras que los crudos africanos resultan poco competitivos en la Costa Oeste. Ecuador aparece como tercer exportador de crudo a la Costa Oeste, con importantes ventajas en costos de transporte, debido a su ubicación geográfica.

## 4.2. Metodologías para el Cálculo del Precio del Petróleo

Para fines de análisis, en esta sección aplicaremos dos metodologías alternativas que nos permitirán contrastar el desempeño de los precios en el mercado de crudo. La primera metodología nos permite, a través del análisis del enfoque de fundamentales del mercado, definir una evolución de la serie de precios que responde a las características estructurales del mercado. De manera alternativa realizamos un análisis de coyuntura de precios basada en métodos econométricos de descomposición de series de tiempo.

---

<sup>36</sup> Las fuentes de importación se adecuan a cada área geográfica en función a las características de refinación y a las ventajas comparativas (calidad) de cada tipo de crudo.

### 4.2.1. Análisis de Fundamentales

El enfoque de los “fundamentales” se basa en la definición de criterios estructurales del mercado, que se utilizan para la construcción de un pronóstico de precios. Para fines de análisis planteamos tres escenarios del mercado de crudo (Anexo 3). La metodología de análisis se aplica sobre el precio de crudos (Tabla 1) y productos marcadores que son aquellos que reportan cotizaciones diarias en el mercado de fuentes internacionales, para tal efecto se siguen los pasos:

- (1) Para cada país evaluado se identifica un crudo representativo de sus reservas, tomando en cuenta la calidad y el volumen de exportación.
- (2) Se identifican los mercados donde cada crudo tiene mayor participación, como criterio *proxy* de competitividad en ese mercado.
- (3) Para los diferentes mercados se identifican los crudos competidores, los que tienen mayor participación en ese mercado y sus marcadores de precios.
- (4) Se analizan los diferenciales de precios históricos de productos en diferentes mercados y se construyen los precios pronóstico.
- (5) Se calcula los diferenciales de calidad, es decir el valor que produce cada crudo en términos de los productos que genera una vez refinado.
- (6) Se estiman los costos de transporte de cada crudo hacia mercados de referencia.
- (7) Se estima los costos de comercialización y seguridad de suministro.
- (8) Se determina el precio pronóstico FOB para cada crudo evaluado.

**TABLA 1: DETERMINACIÓN DE PRECIOS DE MERCADO (\$us/bbl)**

1. Se calcula el valor de cada crudo a evaluar en \$/b		
2. Se calcula el diferencial de calidad vs. El crudo marcador: Valor Crudo A menos Valor crudo marcador (WTI o Maya) = Diferencial de calidad \$/B		
3. Se calcula un costo de transporte (flete) estimado desde el puerto de carga de cada crudo hasta el puerto de descarga		
4. Se calcula el precio FOB puerto de carga para cada crudo a evaluar		
Precio pronóstico crudo marcador (WTI o Maya)	a	\$/B
Diferencias de calidad del crudo A vs. el crudo marcador	b	\$/B
Flete estimado al puerto de carga	c	\$/B
Estimados los costos de comercialización/seguridad de suministro	d	\$/B
<b>Precio FOB puerto de carga del crudo A</b>	<b>a+b-c-d</b>	<b>\$/B</b>

Fuente: Elaboración propia

### 4.2.2. Análisis de la Coyuntura de Precios

Partimos del hecho que una serie temporal (e.g. precios del petróleo) presenta oscilaciones de escaso interés económico que deben eliminarse para poder detectar la *señal* verdadera contenida en los datos. Se trata, en definitiva, de extraer la señal tendencia-ciclo de dichas series. Sin embargo, para que esta señal sea lo más pura posible, también deben corregirse los efectos provenientes de *outliers* y otros efectos externos.

Especificando el proceso generador de cada una de las series objeto de estudio, esto es, identificando el proceso subyacente a cada una de ellas, pueden aislarse los distintos componentes de las series, reteniendo el componente tendencia-ciclo (*evolución subyacente*).

Este enfoque cuantitativo permite predecir valores futuros de la serie original como del componente esencial de la misma (*crecimiento subyacente*).

La metodología que aplicaremos consta de cuatro etapas: (1) identificación del modelo subyacente de la serie, (2) estimación, (3) chequeo y (4) predicción. En la primera etapa se define el modelo concreto susceptible de haber generado la serie. Una vez identificado el modelo se procederá a estimar los parámetros del mismo, efectuar el chequeo estadístico y, finalmente, obtener predicciones para valores futuros [Bell y Hillmer (1984); Brown (2005); Burman (1980); Jarque y Bera (1987); Jensen (2003); Maravall y Pierce (1987)].

En este contexto, los efectos externos pueden venir dados por un *outlier* aditivo (AO) que es un suceso que afecta a la serie en un solo instante temporal. Un *outlier* innovacional (IO) que es un suceso que afecta a la serie en un solo instante temporal pero cuyo efecto sobre la serie observada no se agota en el período de ocurrencia del mismo, sino que se propaga en períodos futuros.

También se pueden presentar un cambio de nivel (LS) que es un suceso que afecta la serie de tiempo en un período, pero tiene un efecto permanente sobre la misma. Finalmente, definiremos un cambio temporal (TC) como aquel suceso que tiene un impacto inicial sobre la serie, para luego ir decayendo de manera amortiguada.

La extracción de las señales deberá realizarse en dos fases. En una primera, se tratará de extraer las señales de la parte aleatoria, a continuación, en una segunda fase, se repartirán los elementos de la parte determinista en el modelo subyacente.

En cuanto a los efectos de los *outliers*, debe distinguirse la forma de tratar los AO, IO y TC con los LS. Por lo que respecta a los tres primeros, cabe recordar que el efecto que los mismos tienen sobre la serie es transitorio, por ello, estos efectos se asignan directamente al componente irregular, dado que es el que por definición recoge las anomalías que modifican el corto plazo de las series.

Por lo que respecta al Cambio de Nivel (LS), dado que el efecto que produce sobre la serie es de carácter permanente, su efecto ha de asignarse en su totalidad a la tendencia, ya que representa un cambio a largo plazo.

Respecto a la metodología de análisis, una vez detectado el modelo de *evolución subyacente* de la serie, se define el ritmo de variación de la misma (tasa de crecimiento) y la *inercia* (expectativa de crecimiento a medio plazo de la serie). En función a estos criterios se realiza el diagnóstico en términos de a) descripción y valoración de la evolución subyacente; b) análisis respecto a los cambios de signo de la evolución subyacente; c) evaluación de los cambios de situación a corto plazo; d) evaluación de los cambios a mediano plazo.

### **4.2.3. Resultados del Análisis de Precios**

#### **Enfoque de Fundamentales**

Para el desarrollo de esta metodología tomaremos los siguientes criterios fundamentales del mercado:

De acuerdo a la AIE<sup>37</sup> (2007), existen varios escenarios de cierre en el mercado de crudo. Las estimaciones señalan que el crecimiento de la producción no OPEP podría oscilar entre 700 mil y un millón de barriles por día. Durante el 2005-2006 los países que

---

<sup>37</sup> AEI, es la Agencia Internacional de Energía.

han contribuido al incremento en la producción son Rusia y Azerbaiyán (500 mbd), África (300 mbd), Canadá y Brasil (200 mbd).

Para los próximos años se espera que la OPEP incremente su producción, de manera que se pueda satisfacer la demanda, se estima que esta sobrepasará la capacidad de los países no OPEP en los próximos años. Para finales del 2007, la producción media de la OPEP era de 30.03 mmbd de crudo. Dado que la capacidad de producción sostenible de la OPEP para fines de 2007 se estimó en 31.7 mmbd, es evidente que por el lado de la producción existe un nivel moderadamente adecuado para manejar los picos de demanda estacional.

El suministro de los países no OPEP más los suministros no convencionales y los Líquidos del Gas Natural (LGN) de la OPEP crecieron 600 mbd en 2007 a 1,800 mbd en 2008. A partir de 2007 se estima un crecimiento de la producción no OPEP del 2% anual, lo que permite incentivar inversiones dirigidas a aumentar la capacidad de producción de los campos existentes y de los suministros no convencionales.

Sin embargo, existe un problema de oferta que viene dado por la capacidad de producción ociosa de la OPEP, que se encuentra por debajo de sus niveles históricos, en este momento el único país con capacidad ociosa es Arabia Saudita. Al mismo tiempo, la capacidad de producción adicional continúa en niveles relativamente bajos.

De acuerdo al enfoque de fundamentales, no existe un motivo evidente por el cual se pueda producir un problema de escasez de crudo a escala mundial (reservas) y, consecuentemente, no deberían producirse por el lado de la oferta presiones tan fuertes hacia el crecimiento de los precios. Resulta claro que no existe una escasez real en el aprovisionamiento de crudo, pero sí una percepción global que los actuales cuellos de botella en producción y refinación pueden generar eventuales excesos de demanda, en este sentido se genera una presión alcista sobre los precios.

En línea con la mayoría de los analistas del sector petrolero, se puede concluir que los elementos fundamentales del balance por el lado de la oferta no son suficientes para explicar el crecimiento sostenido de los precios en los últimos tres años,

Por el lado de la demanda<sup>38</sup> podemos incluir la tasa de crecimiento en el consumo de economías emergentes como China e India entre otros (no tomamos en cuenta fenómenos de naturaleza especulativa y potenciales conflictos políticos y geopolíticos).

Los criterios fundamentales apuntan a señalar que la demanda mundial de crudo crecerá entre 1.8% y 2.2% para el período 2007-2010. Este desempeño es atribuible, como ya dijimos, al enorme crecimiento en los requerimientos energéticos principalmente por parte de China, India y EEUU. También tomamos en cuenta la demanda esperada, en base al crecimiento de la producción no OPEP y producción OPEP de 32 mmbd, (incrementos de producción de Arabia Saudita, Irán y Kuwait) que permitirían mantener un balance positivo.

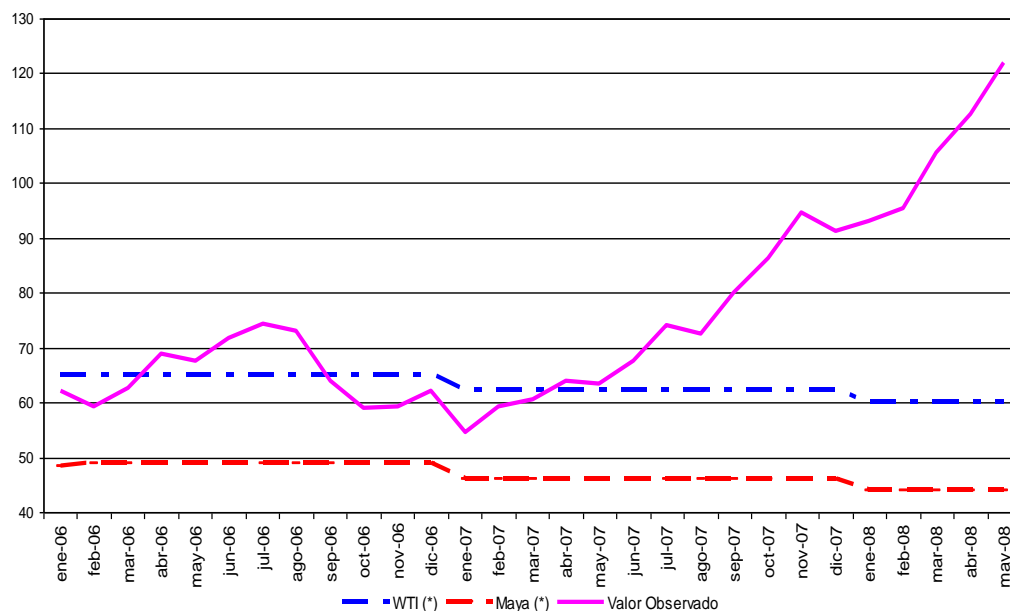
En la Figura 2, presentamos el resultado de aplicar la metodología propuesta (Tabla 1) para el crudo marcador Maya (mexicano) y para el WTI. De manera adicional mostramos la evolución (valor observado) del WTI (enero 2006 – mayo 2008), donde se

---

<sup>38</sup> Entre los principales factores de análisis están: a) amenazas de interrupción de suministro por razones políticas; b) baja capacidad de producción disponible para ofrecer volumen incremental de crudo ante cualquier amenaza fundada o infundada, de interrupción de suministro; c) agotamiento de la capacidad de refinación de Estados Unidos, que encarece los precios de los productos, lo que a su vez arrastra los precios de los crudos; d) existencia de “manipulaciones especulativas” para impulsar precios al alza.

observa como el valor de mercado del WTI excede el valor del precio calculado por fundamentales.

**Figura 2: PRECIOS MARCADORES POR FUNDAMENTALES (\$us/bbl)**



Fuente: Elaboración propia

### Análisis de Coyuntura

En la teoría económica se supone que el precio del petróleo y del gas natural están relacionados a varios niveles, porque son sustitutos en el consumo y complementarios en su etapa de producción, al mismo tiempo que son competidores dentro de la composición de la cartera de inversiones y de apalancamiento.

Durante las últimas dos décadas se han presentado períodos en los cuales el precio del petróleo y del gas natural se han movido en sentido opuesto el uno del otro [Brown (2005), Panagioditis y Rutledge (2004), y Jabir (2006)], esto plantea que existe una relación de largo plazo entre ambos, pero que en el corto plazo la diferencia de tamaño de mercado crea asimetrías importantes, principalmente debido a la poca capacidad real de *switching* que existe.

El desempeño del mercado sugiere que los cambios en el precio del petróleo generan cambios en precio del gas natural, pero la relación causal parece no ocurrir en sentido contrario. Según Baker, J. (2006), un incremento sostenido del precio del petróleo (niveles muy altos) en lugar de incentivar inversiones en petróleo puede incentivar el *switch* de consumo hacia el gas natural.

Dado que los operadores energéticos compiten por recursos financieros, especialmente para el *upstream* (e.g. exploración y desarrollo de campos), el incremento en el precio del petróleo podría incentivar la inversión en *upstream*, rezagando las inversiones en refinación y afectando el perfil inversor de nuevos proyectos de gas natural.

En las últimas décadas algunos países han eliminando monopolios estatales en el sector del gas natural, orientando sus estructuras hacia mercados más competitivos que

permitan fijar sus precios mediante la interacción de la oferta y la demanda. En la medida en que este mercado empieza a consolidar una plataforma de comercialización, aparecen de manera natural mercados *spot* y *forward*. Cuando evolucionan los mercados *forward*, los mercados de futuros permiten reducir la exposición a la volatilidad de los precios y modificar el alcance de los instrumentos convencionales.

A lo largo de los mercados liberalizados de gas natural se han desarrollado estructuras tipo Hub (e.g. el Henry Hub (HH) de EEUU y AECO Hub de Canadá). El HH de Louisiana es el mercado más grande de gas natural del mundo, tanto *onshore* como *offshore* y permite utilizarlo como precio marcador en el New York Mercantile Exchange (NYMEX) para entregas de gas natural en esquemas a futuro.

Es así que los mercados de futuros proporcionan una señal de precios independiente y visible respecto a las expectativas de evolución del precio y sirven también como un precio marcador y como un instrumento para transferir riesgo y estocar un *commodity*.

Siguiendo a Mitchell (2006), dadas las restricciones en capacidad de producción y refinación (falta de excedente estructural), se puede configurar un análisis de evolución subyacente (evaluación no estructural), en términos del ciclo económico inherente al periodo muestral, con el propósito de apreciar efectos outliers (aditivos e innovacionales), cambios de tendencia (TC) y cambios de nivel (LS). Para tal efecto hemos seleccionado el precio de petróleo WTI y el precio de gas natural HH.

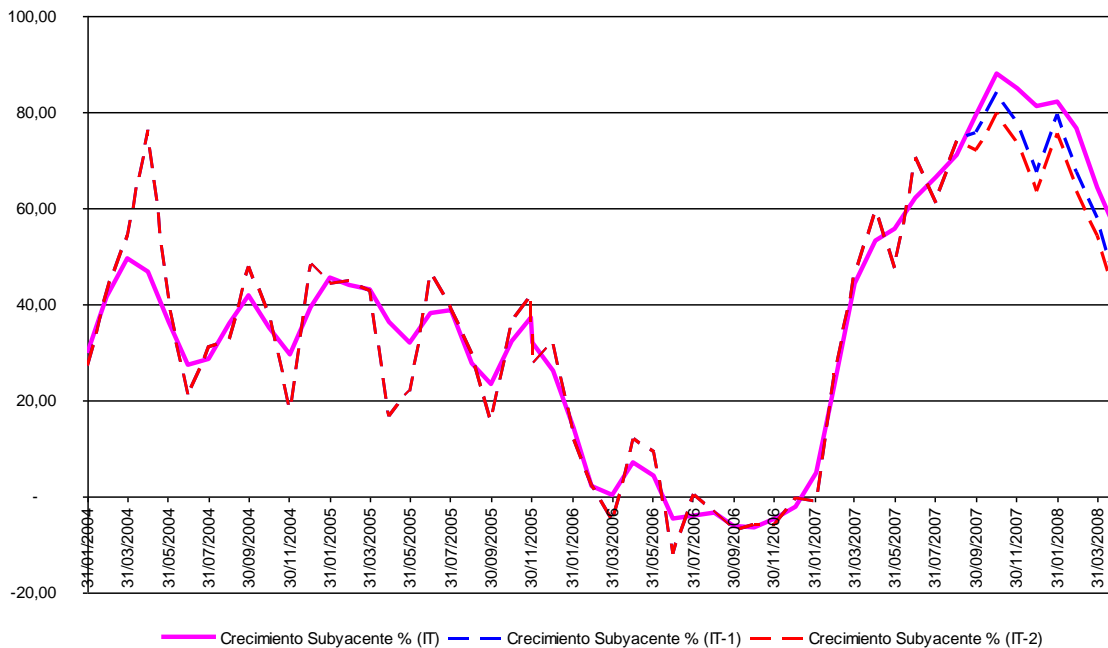
Siguiendo la metodología propuesta, a partir de la serie de crecimiento subyacente, se puede elaborar un diagnóstico de coyuntura y perspectivas de mediano plazo para ambos precios, en correspondencia a la evaluación de los resultados cuantitativos obtenidos.

La evolución subyacente, nos permite apreciar que ambos precios se encuentran en una fase de robusto crecimiento y que existe un alto grado de cointegración<sup>39</sup> entre ellas, sobretudo el último año. La serie del precio WTI tiene un crecimiento actual de 54.51% (mayo de 2008), mientras que en mayo de 2007 la serie crecía a una tasa de 53.26% (y en mayo de 2006 a una tasa de 7.12%), es decir que la serie viene acelerándose de manera sostenida (Figura 3).

---

<sup>39</sup> Hay que tomar en cuenta que el precio HH no responde a una formula de indexación como es el caso de la mayoría de los mecanismos de fijación de precios para el gas natural en mercados regionales y bajo una estructura de monopolio bilateral.

**Figura 3: WTI – CRECIMIENTO SUBYACENTE (\$us/bbl)**



Fuente: Elaboración propia

Por su parte, el precio del HH en mayo de 2007 mostraba una tasa de crecimiento de -17.30% (desaceleración), se podría suponer que el efecto de los altos precios del petróleo estaba sesgando la cartera de inversión hacia proyectos muy rentables en el sector petrolero. Sin embargo, en mayo del 2008 la serie del HH muestra una tasa de crecimiento de 55.79%, es posible que la persistencia de los altos precios del petróleo haya encarecido en tal medida los costos de producción de sectores intensivos en consumo de energético y que ello esté configurando un nuevo perfil inversor alineado hacia un proceso gradual de *switch* entre gas natural y petróleo (Figura 4).

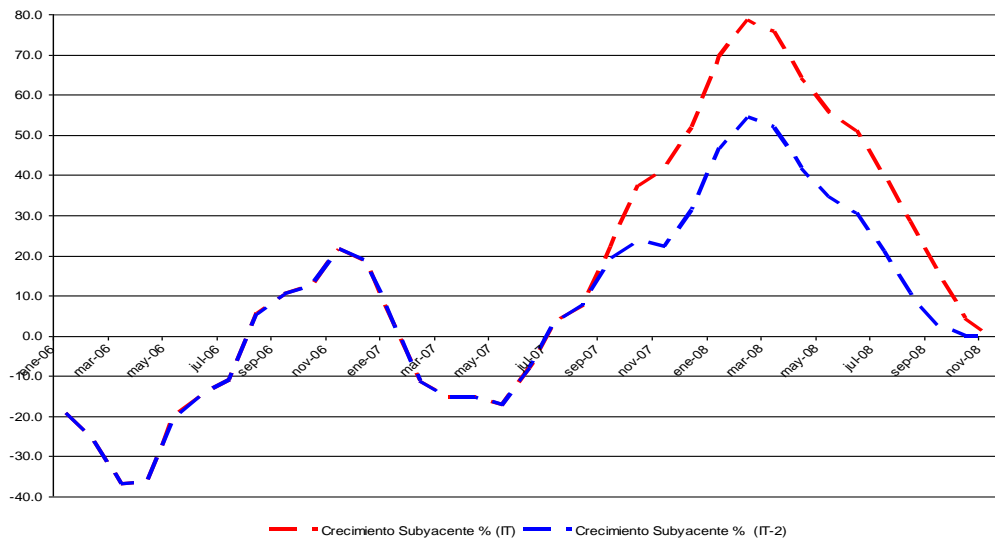
Respecto a las perspectivas de crecimiento de mediano plazo de ambas series de tiempo, podemos concluir que es probable que la aceleración continúe robusta por lo menos un período de seis meses más, aunque a una tasa ligeramente descendente. La inercia actual es de 46.3% (con un crecimiento subyacente de 54.51%), mientras que un retardo en la base informativa vemos una inercia de 43.97% (crecimiento subyacente de 42.79%).

Las perspectivas de mediano plazo del HH son superiores a las de WTI, es decir que la inercia del HH permite pronosticar una mayor aceleración en el crecimiento de la serie. La inercia actual es de 51.06% (para un crecimiento subyacente de 55.79%), mientras que hace dos meses la inercia era de 30.55% (crecimiento subyacente de 34.69%).

La evaluación en términos de la mejoría o empeoramiento de la situación a corto plazo (análisis con el último dato disponible a mayo de 2008) revela que se han acelerado las perspectivas de crecimiento de ambas series, dado que la evolución del crecimiento subyacente ha aumentado respecto a los valores obtenidos con bases informativas retardadas. El WTI mostraba un crecimiento subyacente de 39.31% (hace dos meses) hoy muestra un crecimiento de 54.51% mientras que el HH hace dos meses mostraba un crecimiento subyacente de 34.69% y hoy se observa un valor de 55.79%.



**Figura 4: HENRY HUB –CRECIMIENTO SUBYACENTE (\$us/MMBTU)**



Fuente: Elaboración propia

La evaluación de la mejoría o empeoramiento a medio plazo (que resulta de la comparación entre los valores de la inercia de la evolución subyacente y de la inercia con retardos de la base informativa), nos conduce a concluir que ambas series son muy sensibles a la incorporación de nueva información y que las expectativas de crecimiento (decrecimiento) se trasladan muy rápidamente.

Finalmente, Las perspectivas del precio del WTI muestran que la serie se está acelerando en el medio plazo, con un efecto mixto que depende de que los países sean importadores o exportadores netos de petróleo. El pronóstico es que para finales de este año el precio del WTI sea en promedio de 123.95 \$us/bbl (pudiendo alcanzar un valor de hasta 147.84 \$us/bbl) y un valor máximo de 171.79 \$us/bbl para mayo de 2009 con un valor de convergencia a mayo de 2010 de 250.87 \$us/bbl (que es un valor difícil de alcanzar debido a que su efecto sobre la estructura de costo de una empresa típica lo hace insostenible y acelera el efecto de ajuste en precios hacia la baja). Para el HH se espera un precio promedio de 10.47 \$us/mmBTU para 2008 con un valor de convergencia al 2010 de entre 15-18 \$us/mmBTU (que depende de la evolución efectiva del precio del petróleo)

## 5. Conclusiones

Se estima que la demanda mundial de hidrocarburos crecerá en promedio entre 1,8% y 2,2% los próximos años. Debido al reducido margen, tanto en la capacidad de producción como de refinación, también son previsibles mayores presiones alcistas sobre los precios entre 2006 y 2010. Este escenario implica nuevas oportunidades para explorar y comercializar mayores volúmenes de crudo e incrementar las inversiones en nuevas capacidades de refinación.

Sin embargo, dependiendo del nivel y persistencia en el incremento del precio del petróleo en el mediano plazo se espera un ciclo concurrente de inversiones en gas natural, carbón y energías renovables, que reducirían las presiones alcistas en el precio del petróleo.

Debido a que el mercado energético del hemisferio occidental está fuertemente influenciado por el desempeño económico de los EEUU, varios países (i.e., Arabia Saudita, Canadá, Irak, México, Nigeria y Venezuela) juegan un rol importante, tanto a nivel de proveedores como a nivel geopolítico.

Por el lado de la demanda es evidente que la brecha energética se está acentuando a nivel mundial, tanto por la participación de nuevos actores emergentes como por factores políticos y geopolíticos. Se espera que esta brecha aumente en más de un 63% en EEUU para el 2020, y en la misma magnitud a nivel hemisférico. Este desbalance requiere que América del Sur busque la manera de aumentar sus exportaciones en al menos 325% con el propósito de reducir este desbalance a niveles manejables.

Se estima que las reservas de los países andinos presentan un potencial muy importante que les permitiría aumentar su producción notablemente en un 225% entre 2006 y 2020. En caso que los países no andinos mantengan constante su nivel de producción, el nivel continental de producción no cambiaría sustancialmente y la brecha energética hemisférica crecería en función al aumento natural del consumo.

La divergencia energética en el largo plazo afectaría la composición de la matriz energética hemisférica, con importantes consecuencias a nivel local, regional y continental, en tanto no cambie el riesgo de no generar plataformas de integración que permitan alcanzar arreglos institucionales confiables y viables en el largo plazo.

Por el lado de la inversión, Latinoamérica ha vivido en el último quinquenio un escenario inédito con altos precios de materias primas, acompañado por un importante aumento en la IED. En la última década las inversiones en hidrocarburos en AS superaron los \$us 90 mil millones con importantes incrementos en reservas y producción.

En términos regionales este período de gran inversión (incremento en reservas) y altos precios ha sido un escenario ideal para promocionar proyectos de orden geopolítico sobre la base del buen desempeño del sector energético. No obstante la historia nos muestra que en reiteradas ocasiones estas etapas expansivas han sido sucedidas por una fuerte debilidad en los derechos de propiedad y una mayor presión tributaria.

La debilidad institucional y la falta de marcos estables de política en la región, generan incentivos a la modificación de las reglas del juego cuando se producen alzas significativas en el precio de los hidrocarburos, sobretudo para países exportadores netos (e.g. Venezuela). Es importante alertar que esta estrategia puede limitar la inversión a proyectos marginales, generar distorsiones en la asignación de recursos y crear condiciones de inviabilidad para la inversión a largo plazo.

Desde la perspectiva de una agenda de desarrollo el sector hidrocarburos como base para la integración, el desafío se encuentra en la consolidación de plataformas físicas de integración energética (con arreglos mutmente beneficiosos) con una mayor interrelación productiva, junto a mecanismos que reduzcan los incentivos a desviarse coyunturalmente del proceso integrador ante incrementos en el precio del petróleo.

## Referencias

- Baker, J. (2006): "Los altos precios del petróleo van para largo". *Wealth Management*, 22, 13-15.
- Bell, W.R. and Hillmer, S.C. (1984): "Issues Involved with the Seasonal Adjustment of Economic Time Series". *Journal of Business and Economic Statistics*, 2, 291-320.
- Brown, S.P.A.. (2005). "Natural Gas Pricing: Do Oil Prices Still Matter?" Federal Reserve Bank of Dallas. *Southwest Economy*. July/August: 9-11.
- Burman, J.P. (1980): "Seasonal Adjustment by Signal Extraction". *Journal of the Royal Statistical Society, Series A*, 143, 321-337.
- Espasa, A. and Cancelo, J.R. (1993): *Métodos cuantitativos para el análisis de la coyuntura económica*. Alianza editorial. Madrid.
- Energy Information Administration (EIA), *Annual Energy Outlook 2007*, DOE/EIA-0383(2006) (Washington, DC, February 2006), p. 1-14.
- Jabir, Imad. (2006): "Examining the Long-Run Relation Among Spot Prices of Crude oil and Natural Gas." Working paper. IAEE International Conference, Potsdam, Germany: June 2006.
- Jarque, G. M. and Bera, A.K. (1987): "A test for Normality of Observations and Regression Residuals". *International Statistical Review*, 55, 163-172.
- Jensen, J.T. (2003). "The LNG Revolution". *The Energy Journal*, 24(3): 1-45.
- Maravall, A. and Pierce, D.A. (1987): "A Prototypical Seasonal Adjustment Model". *Journal of Time Series Analysis*, 8, 177-193.
- Mitchell, J. (2006): "A New Era for Oil Prices". Royal Institute of International Affairs, Chatham house working paper, 20-25.
- Melis, F. (1991): "La estimación del ritmo de variación de series económicas". *Estadística Española*, 33, 7-56.
- Olade (2005): "A Review of the Power Sector in Latin America and the Caribbean, Evolution in the Market and Investment Opportunities for CFTs". March 2005.
- Panagiotidis, T., and E. Rutledge (2004). "Oil and Gas Market in the UK: Evidence From a Cointegration Approach." Economics Dept, Loughborough University. *Discussion Paper Series*: November 2004.
- La información estadística tiene como base la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y el Organismo Latinoamericano de la Energía (OLADE).
- Las estimaciones de escenarios de precios futuros fueron realizadas con el modelo DEMETRA TIME SERIES elaborado por la EUROSTAT para el análisis de coyuntura y descomposición de series temporales

**ANEXO 1  
UNIDADES BÁSICAS DE ENERGÍA**

<b>Barril Americano</b>	Bbl
<b>Barril Equivalente de Petróleo</b>	Bep
<b>Barriles por Día</b>	BPD o bbl/d
<b>British Thermal Unit</b>	BTU
<b>Giga Watt Hora</b>	GWH
<b>Hora</b>	h
<b>Kilo Barriles</b>	Kbbl
<b>Kilobarriles Equivalentes de Petróleo</b>	Kbep
<b>Libra</b>	lb
<b>Mega Pies Cúbicos</b>	mpc
<b>Miles de Pies Cúbicos</b>	MPC
<b>Millones de BTU</b>	MMBTU
<b>Millones de Piés Cúbicos Día</b>	MMPCD
<b>Millones Piés Cúbicos</b>	MMPCD
<b>Mil millones de barriles</b>	mmb o Mmb
<b>Trillones de Pies Cúbicos</b>	TCF
<b>Tonelada Equivalente de Petróleo</b>	Tep
<b>Toneladas Métricas</b>	TM

Fuente: OLADE 2004

## ANEXO 2 CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO

**Energía firme:** El vendedor garantiza al comprador que recibirá la energía acordada, o pagará una penalización.

**Energía de oportunidad programada:** Resulta de acuerdos de corta duración entre agentes de distintos mercados, o del mercado *spot* anticipado, en el cual se acuerdan intercambios con cantidades y precios fijos para el día siguiente.

**Energía de emergencia:** Ante eventos en un país que impliquen cortes al suministro de energía o riegos de racionamiento se podrán coordinar intercambios de asistencia.

**Desvíos:** Son transacciones programadas para balancear desvíos en las cantidades programadas de intercambio entre los agentes.

**Servicios complementarios:** Acuerdos entre partes para mantener los requerimientos de calidad y seguridad del servicio establecido en las regulaciones de cada país.

**Servicio de transmisión:** Es un servicio firme de transmisión basado en la aplicación de los derechos que se definan, y otro ligado al uso de la capacidad remanente, el cual deberá tener precios máximos regulados. El Mercado de Oportunidad Regional debe funcionar a través de ofertas diarias de los agentes de cada país.

**Mercado anticipado regional:** Surge de considerar como firmes los compromisos que resulten del despacho de las ofertas de oportunidad. La parte vendedora/compradora se obliga a entregar/recibir las cantidades resultantes del predespacho a los correspondientes precios, o a saldar las diferencias al precio resultante del mercado *spot*. El Mercado Anticipado operará en base a ofertas de precio por bloques de energía presentadas por los generadores/comercializadores y de compra presentados por los agentes demandantes.

**Mercado spot en tiempo real:** Son transacciones que surgen por los desvíos ocurridos en la operación en tiempo real, cuando los retiros o las inyecciones reales resulten distintos a los programados en el mercado anticipado o en los contratos bilaterales. Estas transacciones no afectan los intercambios contractuales ni las del Mercado Anticipado Regional, generando nuevas transacciones en el mercado de Oportunidad Regional. Todos los agentes deben saldar sus diferencias entre energía comprometida en sus contratos o en el Mercado Anticipado al precio resultante<sup>40</sup>.

---

<sup>40</sup> Es decir, el mercado spot surge de saldar las diferencias entre las cantidades comprometidas por las partes en sus contratos firmes o en el mercado anticipado y las efectivamente generadas/consumidas. Adicionalmente en este mercado se saldarán las transacciones de emergencia que puedan ser acordadas entre los países, tendientes a evitar cortes en alguno de los países.

**Mercado de servicios complementarios:** Es el que usa la capacidad remanente de transmisión, una vez que se hayan programado los intercambios de energía. Permitirá a los agentes acordar la prestación/recepción de servicios auxiliares<sup>41</sup>.

---

<sup>41</sup> Regulación primaria y secundaria de frecuencia, reservas de respaldo, control de tensión y reactivo, sistemas de alivio de cargas, transacciones de calidad).

## ANEXO 3 ESCENARIOS DEL MERCADO DE CRUDO

### CUADRO 1: ESCENARIOS VOLUMÉTRICOS

#### DEMANDA ALTA

**Demanda:** Incremento anual promedio de 1,89 mmbd = 2.2%  
**Suministro no OPEP:** Incremento anual promedio de 1.199 mmbd = 2%  
 OPEP máxima capacidad = 3,19 mmbd

#### DEMANDA MEDIA

**Demanda:** Incremento anual promedio de 1,759 mmbd = 2.0%  
**Suministro no OPEP:** Incremento anual promedio de 1.99 mmbd = 2%  
 OPEP máxima capacidad = 3,2 mmbd

#### DEMANDA BAJA

**Demanda:** Incremento anual promedio de 1,649 mmbd = 2.2%  
**Suministro no OPEP:** Incremento anual promedio de 1.99 mmbd = 2%  
 OPEP máxima capacidad = 3,2 mmbd

Fuente: Elaboración propia en base al IEA

### CUADRO 2: PRECIOS DE CRUDO PROMEDIO

	PRECIOS DE MERCADO (\$us/Bbl)						PRECIOS PRONOSTICADOS (\$us/bbl)				
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Escenarios de demanda alta</b>											
WTI	26	31	41	58	65	65	60	60	58	55	50
MAYA	21	24	30	42	49	49	45	45	44	40	40
Gasolina regulada convencional	30	37	50	73	81	81	75	75	74	70	70
<b>Escenarios de demanda medio</b>											
WTI	26	31	41	58	60	55	55	55	55	50	45
MAYA	21	24	30	42	45	41	41	41	41	35	35
Gasolina regulada convencional	30	37	50	73	75	69	69	69	69	65	65
<b>Escenarios de demanda baja</b>											
WTI	26	31	41	58	55	50	45	45	45	40	40
MAYA	21	24	30	42	41	33	34	34	34	30	30
Gasolina regulada convencional	30	37	50	73	69	63	56	56	56	50	50

Fuente: Elaboración propia en base al AIE

### CUADRO 3: COSTOS DE EXPLORACIÓN, PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE

Pais	Reservas probadas mmb	Costos de exploración y desarrollo	Costos de producción	Oleoductos transporte interno	Total \$us/bbl
Arabia Saudita	261,90	1,50	1,50	0,30	3,30
Brasil	10,60	3,80	3,20	0,30	7,30
Canada	178,00	8,00	3,80	0,30	12,10
Oil sands			11,00	0,30	11,30
Colombia	1,54	4,00	2,50	2,50	7,30
Ecuador	4,60	4,00	2,50	0,80	7,30
Irak	115,00	2,30	1,50	0,30	4,10
México	15,70	5,00	4,40	0,30	9,70
Nigeria	32,20	3,00	2,30	0,30	5,60
Venezuela	77,00	1,20	3,40	0,20	4,80
Extra pesado/Bitumen	270,00	2,00	2,50		6,50

Fuente: Elaboración propia en base al AIE

**ANEXO 4**  
**CRECIMIENTO SUBYACENTE DE LAS SERIES**

**CUADRO 4: CRECIMIENTO SUBYACENTE HH**

<b>Periodo</b>	<b>Valores originales</b>	<b>Tendencia-ciclo (IT)</b>	<b>Crecimiento Subyacente % (IT)</b>	<b>Crecimiento Subyacente % (IT-2)</b>
ene-06	8.68	8.610627855	-19.13	-19.13
feb-06	7.54	7.621576066	-26.08	-26.10
mar-06	6.89	7.111139311	-37.04	-37.02
abr-06	7.16	6.918548177	-36.22	-36.20
may-06	6.24	6.463234506	-19.84	-19.91
jun-06	6.21	6.169154263	-14.58	-14.62
jul-06	6.15	6.383217207	-11.05	-11.02
ago-06	7.15	7.016711823	5.54	5.48
sep-06	4.90	7.471208651	10.31	10.29
oct-06	5.77	8.012007196	12.13	12.16
nov-06	7.40	8.616011631	21.64	21.59
dic-06	6.82	7.998393828	18.51	18.47
ene-07	6.55	7.659284531	2.57	2.56
feb-07	7.98	8.043471322	-11.40	-11.36
mar-07	7.10	7.844038202	-15.46	-15.43
abr-07	7.59	7.757631722	-15.53	-15.52
may-07	7.63	7.861770624	-17.30	-17.25
jun-07	7.36	7.310881472	-8.12	-8.10
jul-07	6.21	6.547052411	3.61	3.52
ago-07	6.23	6.216974518	7.49	7.95
sep-07	6.08	6.3160245	22.02	19.26
oct-07	6.80	6.767649543	37.28	23.69
nov-07	7.14	7.125332548	41.75	22.09
dic-07	7.14	7.348532779	51.83	31.27
ene-08	7.98	7.935568829	69.55	46.54
feb-08	8.55	8.646101309	78.55	54.32
mar-08	9.44	9.571620232	75.75	51.91
abr-08	10.81	10.64954363	64.02	41.80
may-08	11.08	11.14367376	55.79	34.69
<b>Inercia</b>			51.06	30.55

**Fuente:** Elaboración propia



**CUADRO 5: CRECIMIENTO SUBYACENTE WTI**

Periodo	Valores originales	Tendencia-ciclo (IT)	Crecimiento Subyacente % (IT)	Crecimiento Subyacente % (IT-1)	Crecimiento Subyacente % (IT-2)
ene-04	34.14	35.17	29.77	27.18	27.18
feb-04	34.50	36.19	41.41	42.43	42.43
mar-04	36.71	36.82	49.57	54.25	54.25
abr-04	36.68	37.61	46.82	76.25	76.25
may-04	40.22	38.53	36.38	40.28	40.28
jun-04	38.03	38.29	27.49	20.64	20.64
jul-04	38.97	39.27	28.47	31.02	31.02
ago-04	45.00	41.83	35.86	32.59	32.59
sep-04	43.84	42.74	41.81	47.60	47.60
oct-04	53.44	43.09	34.92	37.87	37.87
nov-04	43.48	42.91	29.40	18.28	18.28
dic-04	38.74	42.80	39.27	48.17	48.17
ene-05	44.73	45.18	45.65	44.19	44.19
feb-05	45.74	49.17	44.12	44.77	44.77
mar-05	54.19	52.21	43.04	42.82	42.82
abr-05	50.57	50.75	36.22	16.54	16.54
may-05	47.57	49.86	31.88	21.93	21.93
jun-05	56.35	53.33	38.28	46.40	46.40
jul-05	56.19	57.20	38.71	38.86	38.86
ago-05	65.14	60.29	27.77	29.28	29.28
sep-05	62.61	61.13	23.39	15.74	15.74
oct-05	62.28	58.70	32.29	36.18	36.18
nov-05	53.02	56.59	37.09	41.89	41.89
dic-05	56.71	59.18	32.15	27.29	27.29
ene-06	62.11	62.66	26.04	32.41	32.41
feb-06	59.13	62.82	14.23	12.14	12.14
mar-06	62.72	64.42	2.10	2.02	2.02
abr-06	68.87	67.13	0.17	5.45	5.45
may-06	67.49	68.36	7.12	11.97	11.97
jun-06	71.73	70.48	4.43	9.37	9.37
jul-06	74.41	72.10	4.47	12.14	12.14
ago-06	73.05	68.86	3.92	0.21	0.21
sep-06	63.87	62.42	3.34	3.44	3.44
oct-06	58.88	58.80	6.02	7.11	7.11
nov-06	59.37	60.62	6.33	5.97	5.97
dic-06	62.03	61.81	4.60	5.93	5.93
ene-07	54.57	59.87	2.06	0.31	0.31
feb-07	59.26	60.36	4.82	0.90	0.90
mar-07	60.56	62.27	22.75	25.15	25.15
abr-07	63.97	63.09	44.40	46.40	46.40
may-07	63.46	64.03	53.26	59.37	59.37
jun-07	67.48	67.24	55.62	47.30	47.30
jul-07	74.18	70.61	62.02	70.33	70.33
ago-07	72.39	72.18	66.51	60.90	60.90
sep-07	79.93	76.62	71.07	74.31	74.31
oct-07	86.20	84.91	79.42	75.80	72.12
nov-07	94.62	92.90	87.85	83.90	79.79
dic-07	91.37	96.19	84.99	77.58	73.58
ene-08	92.95	97.00	81.09	67.34	63.53
feb-08	95.35	100.50	82.19	79.44	75.30
mar-08	105.56	106.52	76.69	67.50	63.55
abr-08	112.46	113.21	64.16	57.89	54.09
may-08	122.05	120.28	54.51	42.79	39.31
<b>Inercia</b>			<b>46.03</b>	<b>43.97</b>	<b>42.83</b>

Fuente: Elaboración propia.