



*Equilibrium* Clasificadora de Riesgo  
An Affiliate of Moody's Investors Service, Inc.

Análisis del Sector  
Hidrocarburos Peruano  
Diciembre 2008

Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A.

Las Begonias 552 Of. 25  
San Isidro, Lima 27, Perú  
Teléfonos (511) 221-3676 / 221-2759  
[www.equilibrium.com.pe](http://www.equilibrium.com.pe)

15 de abril de 2009



## ENTORNO INTERNACIONAL

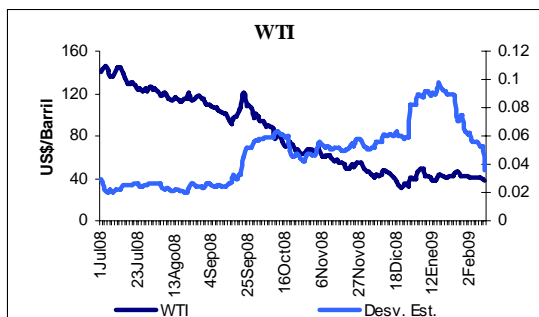
La crisis económica mundial materializada en la contracción del consumo estadounidense y europeo, así como en el menor ritmo de crecimiento de mercados emergentes como China, impactó negativamente en los mercados de commodities presionando a la baja el precio de productos como el cobre y el crudo de petróleo.

Mientras que el cobre registró una caída de 67.7% al cierre de diciembre respecto del máximo precio alcanzado durante el año, la caída del petróleo superó el 70%.

### El Precio del crudo

La caída del precio se inició en julio 2008 cuando el barril de crudo referencial West Texas Intermediate (WTI) se negociaba por encima de US\$147 por barril. Al 31 de diciembre de 2008 su precio ya había caído por debajo de US\$40 a pesar de las medidas adoptadas por los principales productores mundiales de reducir la producción de crudo, esperando así frenar su caída.

La caída del crudo, que se agravó en septiembre 2008, vino acompañada además de un incremento importante de la volatilidad<sup>1</sup> de los precios, como consecuencia de la incertidumbre que caracterizó a los mercados durante el cuarto trimestre, tal como se observa en el siguiente gráfico.



Fuente: Banco Central de Reserva del Perú<sup>2</sup>

Al igual que el petróleo, el gas natural –sustituto del diesel 2 en generación eléctrica– se desplomó durante el segundo semestre, luego de haber alcanzado precios máximos históricos. Al 31 de diciembre de 2008 el referente Henry Hub se negociaba en la New York Mercantile Exchange (NYMEX) por debajo de US\$6 por millón de British Thermal Unit (MMBTU), a pesar que este llegó a cotizarse por encima de US\$12/MMBTU en junio 2008.

<sup>1</sup> Volatilidad medida como la desviación estándar móvil de los 20 últimos retornos diarios.

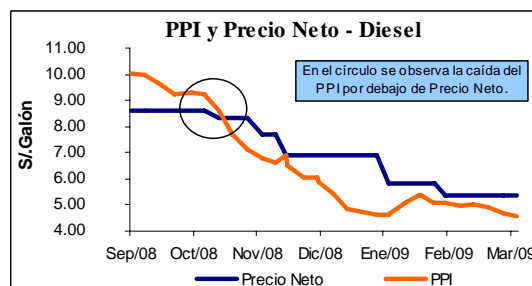
<sup>2</sup> Precio de cierre diario de un barril de crudo WTI.

## ENTORNO NACIONAL

La caída del precio internacional del crudo permitió mitigar las presiones inflacionarias que se generaron en la economía local debido a los altos precios del crudo observados durante el primer semestre de 2008. Así, la baja inflación estimada para enero 2009 (0.11%) estaría vinculada directamente a los menores precios de los combustibles.

Durante el primer semestre de 2008, periodo de mayor stress en los precios, el Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo (El Fondo), mecanismo empleado por el Estado Peruano para subsidiar al consumidor final, permitió amortiguar los efectos de los altos precios del crudo. Es importante precisar que el Fondo fue creado originalmente para reducir los efectos que la volatilidad del precio del crudo pudiera tener en el mercado local<sup>3</sup>.

Mientras que los precios referenciales<sup>4</sup> de los combustibles (PPI), estuvieron por encima del límite superior de la banda de precios del referido mecanismo, el Fondo compensó a los productores<sup>5</sup> e importadores por la diferencia generada (PPI-Límite superior) con la finalidad que no trasladen los altos precios del crudo hacia el consumidor final. Sin embargo, con la caída de los precios de los combustibles a partir de julio de 2008, el monto total a compensar se redujo progresivamente hasta octubre de 2008, en que finalmente el PPI se situó por debajo del límite inferior de la banda de precios, y por lo tanto se revirtió la figura de compensación, pues las refinерías empezaron a aportar y cobrarse del Fondo los montos adeudados, tal como se muestra en el siguiente gráfico para el caso del Diesel 2, principal combustible en el mercado local.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

<sup>3</sup> El mecanismo del Fondo fue descrito en el informe sectorial de hidrocarburos al mes de mayo de 2008.

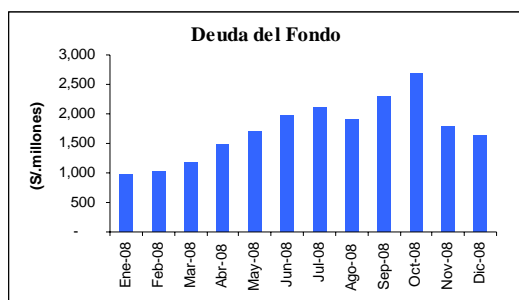
<sup>4</sup> Los precios referenciales reflejan una operación eficiente de importación desde el mercado relevante, sin incluir impuestos (ISC, IGV, Rodaje).

<sup>5</sup> En el grupo de productores e importadores están incluidos, entre otros, las refinерías locales, el Consorcio Camisea, Maple Gas, Manu Perú Holding. Sin embargo, para efectos del presente informe, nos referiremos exclusivamente a las refinерías de Relapa SAA y Petroperu, así como al importador Manu Perú Holding.



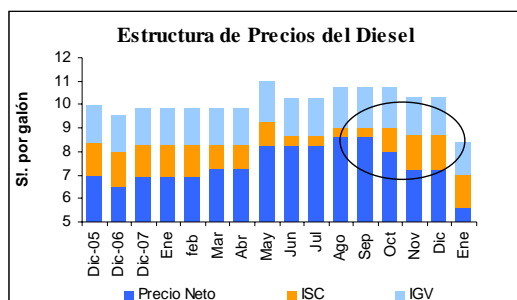
Si bien el mecanismo de compensación del Fondo funcionó en cuanto a evitar el traslado del precio del crudo al consumidor final, éste además tuvo un impacto financiero y operativo negativo en las refinerías e importadores, pues las transferencias a favor de estos no se realizaron al mismo ritmo que se incrementaba la deuda del Fondo, obligando a las refinerías a obtener financiamiento externo para cubrir los atrasos del Fondo en el pago de tales compensaciones.

Las deudas acumuladas del Fondo llegaron a representar aproximadamente S/2,679 millones en octubre de 2008, y se fueron amortizando lentamente a través de las transferencias recibidas del Gobierno Peruano y como consecuencia de la coyuntura favorable respecto de la banda de precios. Al 31 de diciembre de 2008 las deudas totales del Fondo fueron de aproximadamente S/1,390 millones, en tanto que al 28 de febrero de 2009 éstas ya habrían sido pagadas casi en su totalidad<sup>6</sup>.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Los esfuerzos del Estado para mantener bajos los precios al consumidor final del mercado interno también se llevaron a cabo a nivel tributario. Desde marzo de 2008 se aprobaron sucesivas reducciones en el Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) para permitir incrementar la banda de precios y así reducir los efectos del Fondo en las refinerías. Dicha reducción de impuestos – tal como se observa en el siguiente gráfico- fue revertida en los meses posteriores, incrementando nuevamente el ISC, como consecuencia de la caída de los precios del crudo.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

<sup>6</sup> A la fecha las refinerías están aportando al Fondo el diferencial por el mayor precio de venta de los combustibles respecto del PPI.

## SECTOR HIDROCARBUROS

Para efectos del presente documento, se ha considerado la evolución de la oferta y demanda de los combustibles de mayor impacto en la economía, lo que incluye a las gasolinas, el diesel, los residuales, el gas licuado de petróleo (GLP), los líquidos de gas natural (LGN) y el gas natural.

### Reservas

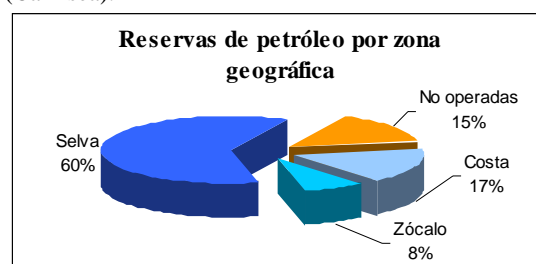
De acuerdo con el Libro Anual de Reservas 2007 publicado por la Dirección de Promoción y Concesiones de Hidrocarburos Líquidos del Ministerio de Energía y Minas, los estimados de reservas probadas y probables<sup>7</sup> son:

	Petróleo (MMSTB)	Líquidos GN (MMSTB)	Gas Natural (TCF)
Probadas	447.4	674.1	11.8
Probables	661.1	294.3	6.8
Probadas + probables	1,108.5	968.4	18.7

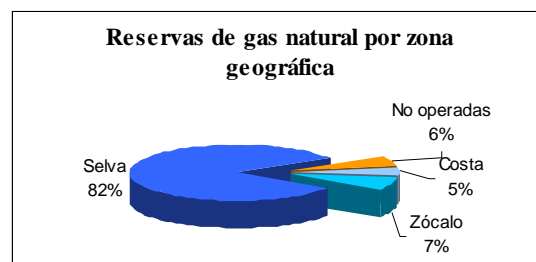
Fuente: Libro Anual de Reservas del año 2007

Las reservas de gas natural están expresadas en TCF (Trillones de pies cúbicos) mientras que el petróleo y los líquidos de gas natural se encuentran expresados MMSTB (millones de barriles).

En el caso específico del petróleo, las reservas probadas más probables por zona geográfica se encuentran ubicadas principalmente en la selva peruana (60%), seguida de la costa (17%), mientras que las reservas de gas natural y líquidos de gas natural se encuentran principalmente en la selva (Camisea).



Fuente: Libro Anual de Reservas del año 2007



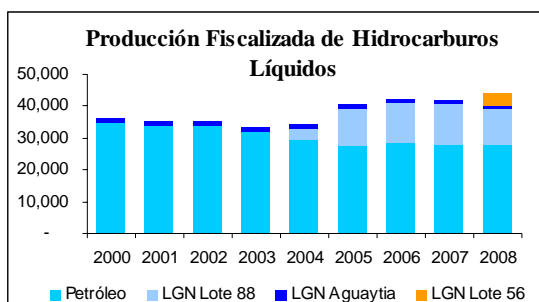
Fuente: Libro Anual de Reservas del año 2007

<sup>7</sup> El Libro Anual de Reservas del 2007 no incluye información vinculada a las entidades independientes encargadas de estimar las reservas en mención.



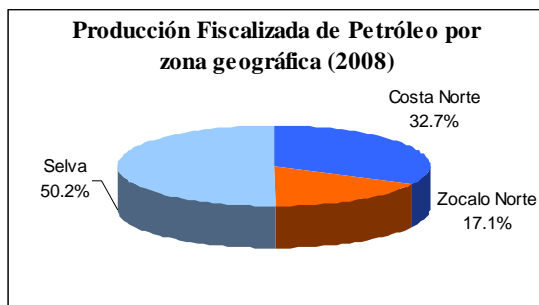
### Producción de hidrocarburos líquidos

La producción fiscalizada de hidrocarburos líquidos en el Perú durante el año 2008 fue de 43.9 millones de barriles (promedio de 120,028 barriles por día - BPD) y estuvo conformado por petróleo (63.8%) y líquidos de gas natural (36.2%). La producción en mención se incrementó en 5.7% respecto del año 2007 debido principalmente al inicio de operaciones del Lote 56 durante el mes de septiembre de 2008.

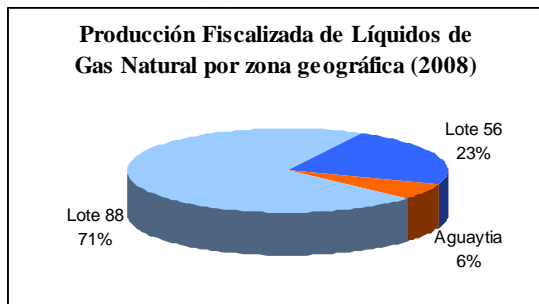


Fuente: Ministerio de Energía y Minas

En el caso de los líquidos de gas natural, el 93.9% fue producido en los campos de Camisea (lotes 56 y 88). Por su parte, la producción de petróleo se obtuvo principalmente de la selva (50.2%) a través de la explotación del Lote 1-AB y Lote 8, ambos concesionados a la empresa Pluspetrol.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas



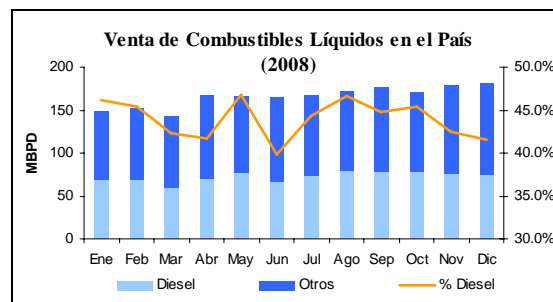
Fuente: Ministerio de Energía y Minas

### Comercialización de combustibles líquidos

Durante el año 2008, la venta de combustibles líquidos en el Perú fue de aproximadamente 60.7 millones de barriles (165,924 BPD). Del total vendido, la mayor proporción corresponde a la comercialización de diesel 2 con un total de 72,907

BPD representando 43.9% del total de combustibles vendidos (47.0% en el año 2007).

Tal como se observa en el siguiente gráfico, la participación del diesel 2 en la demanda de combustibles continúa siendo representativa para el análisis del sector.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

### MERCADO DE DERIVADOS DEL CRUDO

#### Margen de precios entre el crudo y sus derivados

Los precios de los derivados del petróleo no necesariamente presentan una evolución análoga respecto al precio del crudo. En tal sentido, las condiciones de mercado de cada derivado pueden determinar el incremento o disminución de los márgenes con respecto al precio del crudo.

Así durante el primer semestre de 2008, la gran demanda mundial de diesel que fuera impulsada por el crecimiento de las economías emergentes, estimuló el incremento del precio de este derivado respecto del crudo, hasta por encima de US\$25 por barril. Lo contrario ocurrió con las gasolinas dado que la sobreoferta presentada en el mismo semestre impactó negativamente en el precio.

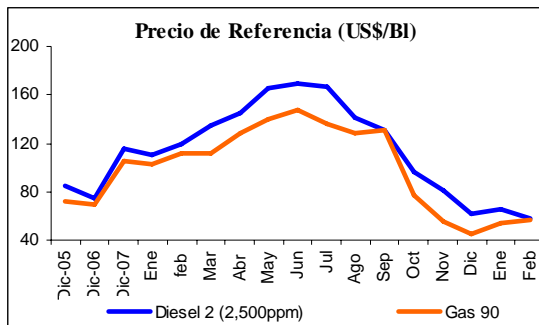
Durante el tercer trimestre de 2008 – por el contrario – la menor demanda de diesel conllevó a una caída en el precio de este derivado, mientras que en el caso de las gasolinas, se observó un incremento en el precio producto de factores climáticos que redujeron la capacidad de refino y por lo tanto de la oferta disponible.

En general, el margen de refino promedio del diesel<sup>8</sup> durante el año 2008 mostró un incremento respecto del promedio del 2007 (US\$18.71 por barril en el año 2008 frente a US\$12.16 en el 2007) mientras que las gasolinas y residuales presentaron un menor margen promedio respecto del año 2007.

<sup>8</sup> Memoria Anual 2008 de Refinería La Pampilla SAA



Mientras que el precio de referencia<sup>9</sup> del barril del equivalente al diesel 2 era US\$61.6 al cierre de 2008, el barril del equivalente a la gasolina de 90 octanos se cotizaba en US\$45.6. El siguiente gráfico muestra la evolución de los precios de referencia estimados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Osinergmin.



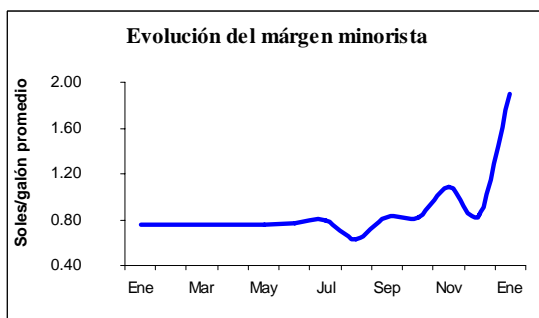
Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Como consecuencia de la evolución de los márgenes señalados, durante el año 2008 el precio de referencia del Diesel 2<sup>10</sup> en el mercado local fue superior al precio de la gasolina de 90 octanos.

### Margen minorista

El margen minorista, se refiere al diferencial entre el precio ex-planta de Petroperú (con impuestos) y el precio al público en las estaciones de servicio.

Dicho margen típicamente ha mostrado una mayor estabilidad que el precio del crudo. Sin embargo, en los meses de diciembre 2008 y enero 2009 este margen muestra un incremento inusual, el cual obedecería al atraso en el traslado de la reducción de los precios de los combustibles comercializados a las estaciones de servicio.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

<sup>9</sup> El precio de referencia es el precio de referencia ex - planta sin impuestos, que refleja una operación eficiente de importación entre el mercado relevante y el puerto del Callao.

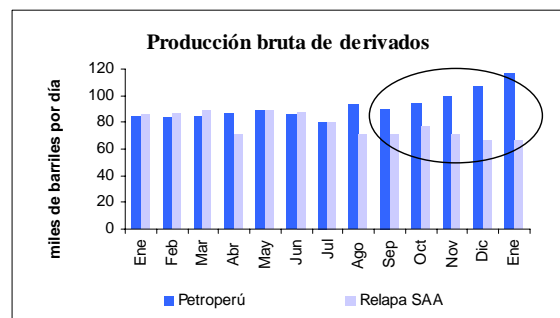
<sup>10</sup> Para diciembre de 2005 y diciembre de 2006 Osinergmin no hace distinciones en cuanto al Diesel con distinto nivel de azufre. Se considera el producto Diesel 2.

### Refinerías

Durante el año 2008, y principalmente durante el cuarto trimestre, la capacidad de generación de efectivo de las refinerías se redujo considerablemente, tanto por la caída del margen de refino de las gasolinas y residuales, y –además– por la desvalorización de los inventarios como consecuencia de la caída del precio del crudo.

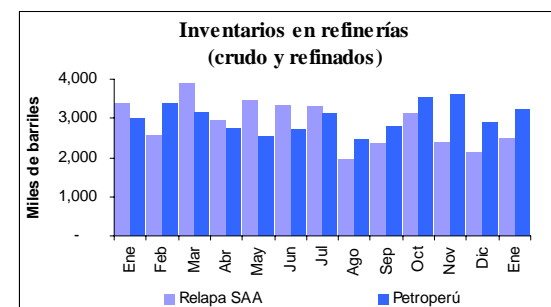
Durante el primer semestre, el mayor precio del crudo originó un incremento importante en el capital de trabajo de las refinerías. De esta manera, el incremento de las obligaciones financieras del Fondo frente a las refinerías originó en estas últimas la necesidad de obtener financiamiento de terceros, impactando negativamente en el nivel de endeudamiento y el costo financiero.

La alta volatilidad observada en los precios originó que las refinerías adopten medidas de optimización de sus inventarios para mitigar los efectos de la desvalorización.



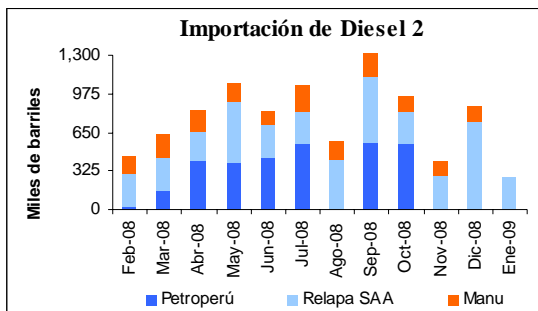
Fuente: Ministerio de Energía y Minas

El nivel de inventarios de las principales refinerías es consecuente con el nivel de producción observado, tal y como se observa en el siguiente gráfico.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

En el siguiente gráfico se puede observar como en los últimos meses del año Relapa SAA ha optado por una estrategia de importar Diesel 2, frente a la refinadora estatal que habría optado por refinar combustibles localmente.

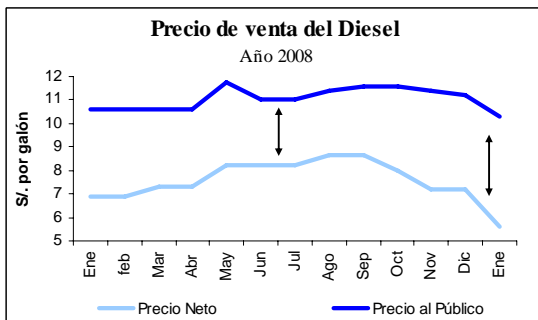


Fuente: Ministerio de Energía y Minas

### Precio del Diesel en el mercado local

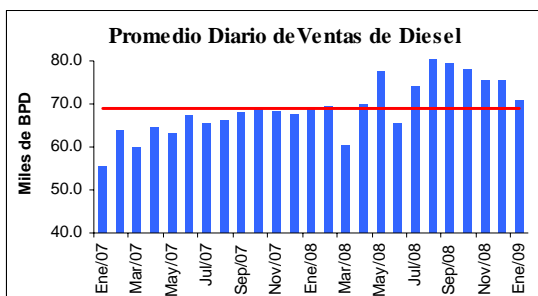
En el mercado local el precio del diesel para consumo final no ha acompañado la caída del precio del crudo en la misma proporción, debido a tres factores antes expuestos en el presente informe, los cuales son i) el límite inferior de la banda de precios ii) cambios en el ISC y iii) el incremento del margen minorista.

El siguiente gráfico muestra los diferenciales entre el Precio Neto del diesel y el Precio al Público, los cuales dependen del ISC, el IGV y el margen minorista.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

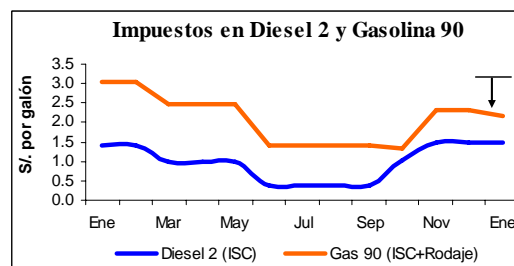
Durante el mes de agosto el consumo promedio de diesel 2 llegó a 80,400 BPD, manteniendo en los meses subsiguientes una media superior a la observada en los dos últimos años. Este incremento estaría asociado al crecimiento económico conseguido en el año 2008. Si bien la demanda de diesel para generación eléctrica explica gran parte de este consumo, es probable que en un escenario sin intervención del Fondo el ritmo de crecimiento del consumo de diesel 2 fuera menor.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

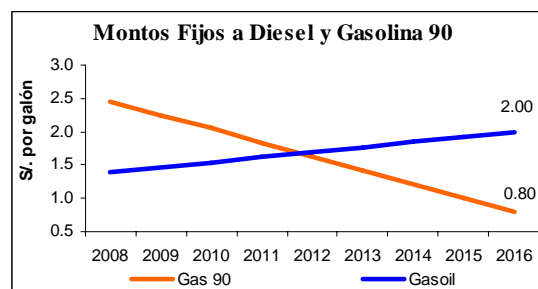
Como se ha mencionado, en los últimos 20 años la preferencia por el Diesel se ha debido a que este ha contado con menores impuestos y por ende un menor precio respecto de las gasolinas, a pesar de la mayor nocividad del primero.

No obstante, en los últimos años el Estado ha venido implementando una reducción progresiva de los impuestos que gravan las gasolinas de 84 y 90 octanos. Tal como se observa en el siguiente gráfico, la brecha existente entre los impuestos aplicados al Diesel 2 y a la gasolina de 90 octanos presentan una reducción importante durante el año 2008.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Mediante Decreto Supremo N° 211-2007-EF aprobado en el mes de diciembre de 2007, el Ministerio de Economía y Finanzas estableció una modificación referencial, escalonada y proporcional del ISC aplicado a los combustibles, según su grado de nocividad. Así, en el 2016 el ISC aplicado al diesel sería de S/2.00, tal como se observa en el siguiente gráfico.



Fuente: Decreto Supremo N° 211-2007-EF

Por otro lado mediante Ley N° 28694 orientada a regular la proporción de azufre en el combustible diesel, se estableció que a partir del 01 de enero de 2010 quedaría prohibida la comercialización de diesel para consumo interno con contenidos de azufre que superen las 50 partes por millón. Cabe precisar que la reducción en el contenido de azufre conforme lo disponen las normas precitadas, exigiría a las Refinerías destinar niveles importantes de recursos con la finalidad de alinearse a los requerimientos estipulados. Sin embargo dado que este proceso aún no se ha iniciado se requeriría de una ampliación en los plazos a fin de adecuar la capacidad de refino disponible.

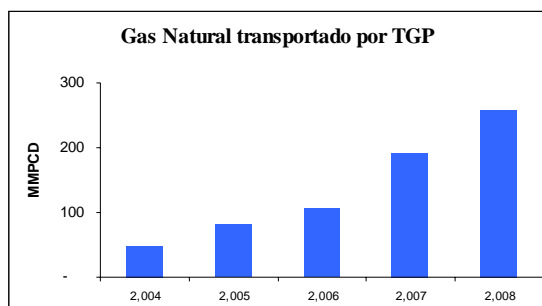


## MERCADO DE GAS NATURAL

Durante el año 2008 se consolidó la posición del gas natural como una de las más importantes fuentes de energía, en lo que a generación eléctrica se refiere.

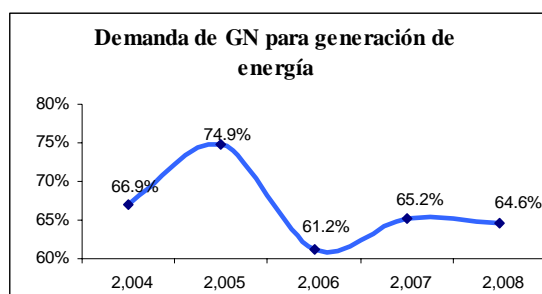
### Gas Natural de Camisea

El consumo de gas natural en el Perú continuó su tendencia creciente durante el año 2008, impulsado principalmente por la actividad de generación de energía eléctrica. El gas natural transportado por Transportadora de Gas del Perú (TGP) durante el año 2008, que promedió 259.2 millones de pies cúbicos por día - MMPCD, representó un incremento de 34.8% respecto al alcanzado en promedio durante el año 2007 (192.3 MMPCD).



Fuente: Transportadora de Gas del Perú S.A.

El gas natural utilizado<sup>11</sup> para generación eléctrica (167.5 MMPCD) representó el 64.6% del total de gas natural transportado durante el año 2008, mientras que en el año 2007 (125.4 MMPCD) este representó el 65.2%, tal como se observa en el gráfico siguiente.

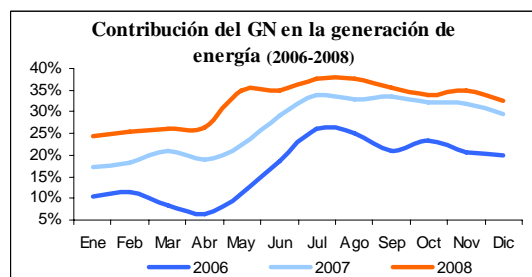


Fuente: Transportadora de Gas del Perú S.A.

Como se observa en el gráfico anterior, desde la puesta en operación del proyecto Camisea, la demanda local de gas natural se ha atribuido principalmente al sector eléctrico, y en menor medida al sector industrial, en tanto que el consumo residencial y vehicular aún se encuentra en desarrollo. Dentro de los aportes para generación eléctrica la contribución del gas natural ha mostrado una tendencia creciente, al llegar a 37.7% del total de

<sup>11</sup> Medido a partir del gas natural transportado por TGP.

energía generada, tal como se muestra en el siguiente gráfico.



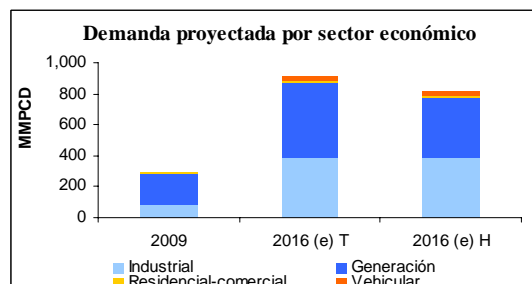
Fuente: Ministerio de Energía y Minas

### Plan Referencial de Hidrocarburos 2007-2016

El Plan Referencial de Hidrocarburos es elaborado anualmente por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, con la finalidad de pronosticar para los siguientes 10 años las actividades de oferta y demanda vinculadas al sector. La estimación de la demanda de hidrocarburos en este plan considera dos posibles escenarios de desarrollo de la capacidad de generación de energía: un escenario térmico y un escenario hidro-térmico.

La demanda de gas natural para generación en el escenario térmico, es decir, aquel que considera que la oferta se incrementará mediante la instalación preferente de centrales térmicas a gas natural, representaría el 53% de la demanda total, mientras que en el escenario hidro-térmico, es decir aquel que considera que la oferta eléctrica se incrementará con una combinación de centrales térmicas e hidráulicas, estima que la demanda de gas natural para generación representaría el 47%.

La participación de gas natural y residencial en el año 2016, de acuerdo con las proyecciones, no representarían una parte significativa de la demanda total: en conjunto representarían el 5% de la demanda tanto para el escenario térmico como en el escenario hidro-térmico.



Fuente: Plan Referencial de Hidrocarburos 2007-2016  
(e) T Estimado en escenario Térmico. (e) H Estimado en escenario hidro-térmico.



### Proyectos de infraestructura en gas natural

A la fecha de emisión del presente informe continúa la construcción de la ampliación del ducto de gas natural de Transportadora de Gas del Perú, que a diciembre de 2009 podrá transportar 450 MMPCD, con una inversión de US\$270 millones. Asimismo, se cuenta con un cronograma de inversiones para la ampliación del ducto de líquidos de gas natural hasta el año 2010 por aproximadamente US\$30 millones.

A nivel de construcción se cuenta con el Gasoducto Andino del Sur, concesionado a Kuntur Transportadora de Gas S.A.C., el cual abarcará las ciudades de Cusco, Juliaca, Arequipa, Matarani e Ilo y tendrá una longitud aproximada de 1,085 Km.

Asimismo, el Estado Peruano y Transportadora de Gas Internacional (TGI) estarían próximos a firmar un contrato de concesión para la construcción de un gasoducto desde la ciudad de Pisco hasta San Juan de Marcona, en la región Ica.

El consorcio Perú LNG también viene desarrollando un sistema de transporte por ductos de gas natural para su proyecto de exportación de gas licuefactado. Dicho ducto de 408 km aproximadamente, se iniciará en la progresiva Kp 211 del ducto de TGP y terminará en la planta de Pampa Melchorita.

El mayor reto para el Estado peruano en el mediano plazo es la promoción de proyectos privados de transporte y distribución de gas natural a lo largo del país (como el que viene promocionando para la ruta Cusco-Chimbote), que permita poner dicho recurso a disposición de la industria, la minería y del sector transporte.

### Inversiones en el sector de hidrocarburos.

Como consecuencia de la caída inesperada y significativa del precio del crudo y sus derivados, varios de los nuevos proyectos de inversión en el sector hidrocarburos (principalmente exploración y explotación) habrían quedado en reevaluación o suspensión temporal, en tanto que los precios esperados no garantizan un nivel de rentabilidad suficiente sumado al alto costo del financiamiento.

### Últimos desarrollos

El anuncio del Consorcio Camisea de no suscribir nuevos contratos de suministro de gas, debido a que la disposición de reservas de los Lotes 88 y 56 estaba totalmente comprometido, ocupó la atención del sector privado y del Ministerio de Energía y Minas durante el primer trimestre de 2009. El anuncio impactó directamente en el abastecimiento de gas natural de los nuevos proyectos de generación eléctrica térmica en marcha, que se estima serían alrededor de 12.

Mediante el Decreto de Urgencia N°023-2009 el Estado dispuso la priorización de la asignación de los volúmenes de gas natural para los concesionarios de distribución destinado al servicio público, a las centrales térmicas duales de ciclo combinado y a las centrales térmicas duales de ciclo abierto, que entren en operación antes del 31 de diciembre del 2011. La norma aplicaría a los nuevos contratos de abastecimiento de gas natural que se suscriban respecto de nuevas reservas de gas natural.

#### Contactos:

[iesqueche@equilibrium.com.pe](mailto:iesqueche@equilibrium.com.pe)

Ivan Esqueche

[rbarreda@equilibrium.com.pe](mailto:rbarreda@equilibrium.com.pe)

Rosana Barreda – Supervisora de Análisis

(511) 616-0400

Derechos Reservados © Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A.  
Prohibida la reproducción total o parcial sin permiso de la Empresa.  
Consultas a [equilibrium@equilibrium.com.pe](mailto:equilibrium@equilibrium.com.pe)