

Perú: con la mirada en el sur

El 22 de diciembre de 2012 el Gobierno peruano promulgó la Ley 29970: “Que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de un polo petroquímico en el sur del país, mediante la diversificación de fuentes energéticas, la reducción de la dependencia externa y la confiabilidad de la cadena de suministro de energía”.

A fin de incrementar la confiabilidad en la producción y transporte de energía, la Ley prescribe, entre otros;

- la desconcentración geográfica de la producción de energía eléctrica
- la mayor capacidad de la producción respecto a la demanda (margen de reserva)
- la adopción de diversos modos de transporte
- la redundancia en el modo de transporte
- la interconexión de los diversos modos de transporte
- la inclusión de mayores almacenamientos de energía y
- la promoción del uso eficiente o sostenible de las energías renovables

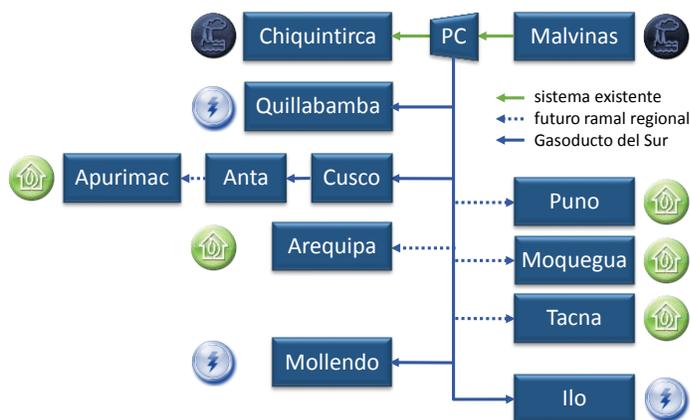
Los proyectos, explícitamente amparados en el ámbito de la Ley, sustentados por la producción de gas natural del campo gasífero de Camisea, contemplan -por una parte- la instalación de un nodo energético en el sur del país con el objeto de desconcentrar la capacidad de generación eléctrica actualmente asentada en su zona central y -por otra- la obtención de etano y su transporte desde Camisea hasta el sur del país, con el objeto de propiciar el desarrollo de un polo petroquímico.

La Ley prevé que Electroperú SA participe en el desarrollo del Proyecto Complejo Energético del Sur (Nodo) mediante la procura del gas y la contratación de transporte con capacidad para el suministro de gas natural al complejo energético y al polo petroquímico.

Por su parte, dispone que Petroperú SA participe de manera individual o asociada en el desarrollo del polo petroquímico y se le encarga efectuar las acciones tendientes a la obtención y transporte de etano en cantidad suficiente para el desarrollo del polo petroquímico.

Gasoducto Sur Peruano

En términos de transporte, la Ley establece la necesidad de construir un gasoducto desde la planta de separación de Camisea en la cuenca Amazónica del río Urubamba en Cusco, al este de la cordillera de los Andes, a 450 kilómetros al este de Lima, hasta las centrales térmicas a instalarse en las zonas costeras de Mollendo e Ilo.



Según los documentos de licitación de la obra -lanzada en febrero de 2013 y adjudicada el 30 de junio a un consorcio conformado por la española Enagás (25 %) y la brasileña Odebrecht (75 %)-, el trazo del Gasoducto del Sur contempla obras de reforzamiento del sistema de transporte de gas natural y líquidos ya existente desde la planta de separación Malvinas de Camisea, en Ucayali, hasta la planta de procesamiento de Chiquintirca en Ayacucho; un primer ramal hasta una central térmica, a instalarse en Quillabamba, 200 kilómetros al noroeste de Cusco; un punto de entrega de gas natural para la localidad de Cusco con extensión hasta la provincia cusqueña de Anta y la eventual construcción de ductos laterales (regionales) para la provisión de gas natural al departamento de Apurímac y las localidades de Arequipa, Puno, Moquegua y Tacna.⁽¹⁾

Entre los compromisos contractuales asumidos por el consorcio figura, adicionalmente, la elaboración de los estudios de ingeniería y diseño y los estudios de base ambiental de los ramales regionales a desprenderse del gasoducto hasta Amancay en la región de Apurímac, Juliaca en Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna.

Se prevé que la extensión del Gasoducto del Sur, desde su punto de conexión a la planta de Malvinas hasta el punto de entrega de gas natural a la termoeléctrica de Ilo, rondará los 1.000 kilómetros; este tendrá un diámetro inicial de 32 pulgadas, un diámetro final de 24 pulgadas, una capacidad máxima de transporte de 550 millones de pies cúbicos por día (16 millones de metros cúbicos por día - Mmcmd) y un costo de construcción aproximado de \$us 3.600 millones. El valor de adjudicación de la concesión, de 34 años, que comprende el diseño, financiamiento, construcción, operación y transferencia de la obra al fin del período, fue de \$us 7.328 millones.

Nodo Energético del Sur / central Quillabamba

A la fecha, los principales elementos del proyecto Nodo Energético en el Sur del Perú han sido licitados y adjudicados. El 29 de noviembre de 2013, la empresa Samay I se adjudicó la construcción de la central de Mollendo al plantear una retribución de \$us 6,899 por megavatio-mes de energía generada, mientras que Enersur, que solicitó una retribución de \$us 5,750 por megavatio-mes, se hará cargo del desarrollo de la central térmica de Ilo.⁽²⁾

Los proyectos de generación contemplan la instalación de centrales termoeléctricas de una capacidad de 500 MW de ciclo simple dual (diésel y gas natural) cada una, las que -en una primera etapa- operarán a base de diésel para luego hacerlo a base de gas natural una vez que este esté disponible. Los contratos de adjudicación prevén que las centrales inicien operaciones a partir de mayo de 2016 y marzo de 2017, respectivamente.

Los operadores de las centrales asumen, además, las siguientes obligaciones:

- la conexión de cada central termoeléctrica a un terminal de combustibles de Petroperú
- la instalación de tanques de almacenamiento de combustible diésel para atender el suministro de energía por 15 días continuos a plena carga
- la conexión de cada central al Gasoducto Sur Peruano para el abastecimiento de gas natural
- la conexión de cada central al Sistema Interconectado mediante una línea de transmisión de 500 KW

Adicionalmente, bajo las provisiones de la Ley 2997, se tiene previsto convocar en los próximos meses la licitación para el desarrollo del proyecto Central Térmica de Quillabamba, que contempla la instalación de una central termoeléctrica de 200 MW, de ciclo simple a gas natural a entrar en operación a principios de 2017. El proyecto incluye la instalación de una subestación de 13,8 kW/220 kW, una línea de transmisión de 220 kW de aproximadamente 35 Km y la ampliación de las celdas de llegada de la Subestación Eléctrica de Suriray.⁽³⁾

⁽¹⁾ *Ministerio de Energía y Minas, Pro Inversión, Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano, Contrato de Concesión, mayo de 2014*

⁽²⁾ *Ministerio de Energía y Minas, Pro Inversión, Cartera de Proyectos, Nodo Energético en el Sur del Perú*

⁽³⁾ *Ministerio de Energía y Minas, Pro Inversión, Cartera de Proyectos, Central Térmica de Quillabamba*

Historia

En 1984, hace exactamente tres décadas, Royal Dutch Shell descubrió en la selva amazónica del oriente peruano, a 450 kilómetros al este de Lima, el campo gasífero de Camisea. Este contenía, inicialmente, alrededor de 13 trillones de pies cúbicos (TCF) de reservas de gas natural y 480 millones de barriles (MMBbl) de líquidos. A causa de desacuerdos con el Gobierno sobre el grado de control sobre la eventual comercialización de los hidrocarburos, Shell, entonces asociada con Mobil y tras haber realizado inversiones cercanas a los \$us 500 millones, abandonó el proyecto en julio de 1998 sin haber logrado iniciar su desarrollo.

En mayo de 1999, creado un Comité Especial del Proyecto Camisea (CECAM), el Gobierno peruano convocó una licitación pública internacional para la adjudicación del contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos en dicho campo, así como las concesiones para el transporte de líquidos y gas natural a la costa; paralelamente se licitaron las concesiones de distribución de gas natural para Lima y Callao.

En febrero del 2000 se adjudicó la licencia para la explotación de los hidrocarburos de Camisea al consorcio hoy conformado por Pluspetrol (27, 2%) como operador, Hunt Oil (25,2 %), SK Corporation (17,6 %), Tecpetrol (10 %), Sonatrach (10 %) y Repsol (10 %). En diciembre del mismo año se suscribió el Contrato de Licencia para la Explotación de Camisea. El contrato de explotación otorga al consorcio una licencia de 40 años para la extracción y comercialización de gas natural e hidrocarburos líquidos de Camisea.

Tras \$us 1.600 millones de inversión destinada al desarrollo del campo y de su planta de separación, la construcción de dos ductos paralelos desde la selva amazónica hasta la costa, y de una planta de fraccionamiento y terminal de exportación de líquidos en Pisco, el proyecto Camisea inició operaciones en junio de 2004.

Entre los aspectos notables del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88 de Camisea -que junto al Lote 56 de menor envergadura comprenden la concesión- se establecía que su producción estaría prioritariamente destinada al mercado interno, dejando abierta la posibilidad de exportar únicamente sus excedentes⁽⁴⁾ definidos como “aquellas reservas probadas remanentes, después de haber garantizado el abastecimiento interno para los próximos 20 años”.

La prevista incorporación y el desarrollo de las reservas de Camisea a la ecuación energética del Perú y su incipiente demanda interna de gas natural impulsaron a los miembros del consorcio a explorar alternativas de monetización que permitieran una adecuada amortización de las inversiones comprometidas.

El resultado, anunciado por el Presidente Alejandro Toledo en septiembre de 2003, nueve meses antes de que Camisea iniciara operaciones, fue la conformación del consorcio Perú LNG con la participación de Hunt Oil (50 %), la surcoreana SK Energy (20 %), Repsol YPF de España (20 %) y Marubeni de Japón (10 %), con el objeto de construir y poner en operación una planta de licuefacción de gas natural con una capacidad de procesamiento de 4,4 millones de toneladas por año (17 MMmcd), un gasoducto de 408 kilómetros de longitud desde Chiquintirca en Ayacucho hasta la planta de licuefacción en las costas de Pampa Melchorita, a 170 kilómetros al sur de Lima, y un terminal marítimo para el embarque de los cargamentos de Gas Natural Licuado (GNL) hacia los mercados de ultramar.⁽⁵⁾

Con una inversión de \$us 3.800 millones, de los cuales \$us 2.300 fueron destinados a la construcción de la planta y \$us 700 millones al gasoducto, Perú LNG inició operaciones en junio de 2010 con un primer embarque de 121,500 metros cúbicos de GNL destinados a la planta de regasificación Costa Azul de Sempra Energy en Ensenada (México).

En 2005, en apoyo de Perú LNG, el Gobierno asignó a la exportación 2,5 TCF de reservas probadas del Lote 88 en suplemento a las del Lote 56 originalmente reservado para el proyecto de exportación.⁽⁶⁾ En julio de 2011, sin embargo, el presidente electo Ollanta Humala ratificó su promesa electoral de “recuperar las reservas del Lote 88” y masificar la utilización interna de gas natural. A fines de julio, tras una larga y controvertida negociación, el Gobierno y el consorcio acordaron la suscripción de una adenda al contrato del Lote 88 de Camisea, destinando, nuevamente, la totalidad de sus reservas al mercado interno y reservando las del Lote 56 para la exportación.

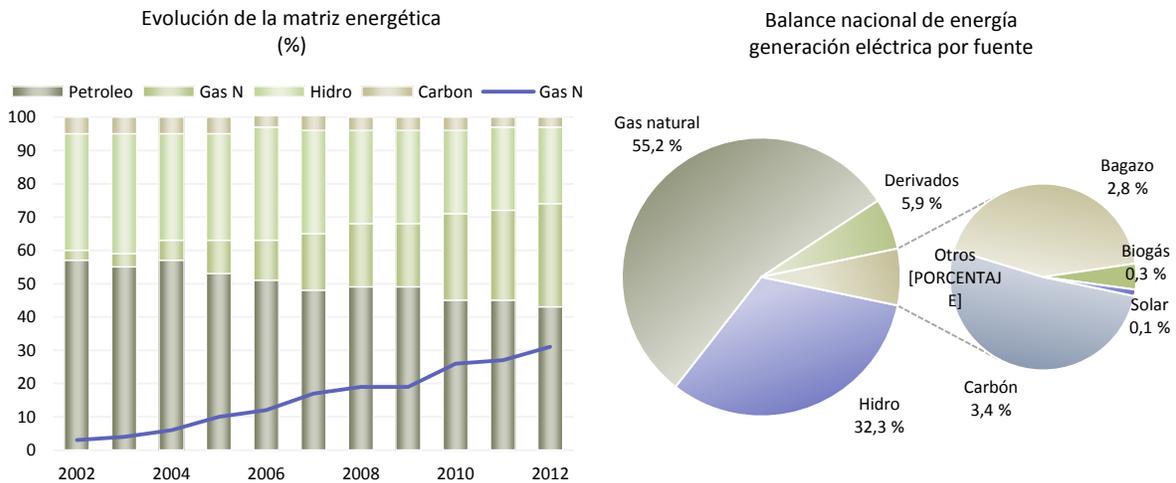
A diciembre de 2013, el Lote 88 (yacimientos San Martín y Cashiriari) y el Lote 56 (yacimientos Mipaya y Pagoreni), contenían 10,19 TCF y 2,76 TCF de reservas probadas de gas natural, respectivamente, equivalentes al 86 % del total nacional. Junto a los 0,99 TCF del Lote 57, adyacente al Lote 88 y operado por Repsol, el área de Camisea aporta hoy por sí sola el 92,6 % de las reservas probadas de gas natural del Perú.

⁽⁴⁾ Ministerio de Energía y Minas, Pro Inversión, Cartera de Proyectos, Central Térmica de Quillabamba

⁽⁵⁾ Perú LNG, presentación El proyecto de inversión más grande en la historia del Perú, COMEX PERÚ –MARZO 2010

Camisea, nuevo paradigma energético

El desarrollo de Camisea a partir de 2004 enmarca el reciente desarrollo del sector hidrocarburífero peruano y el de su matriz energética: desde la evolución de sus reservas y de la producción de hidrocarburos hasta el crecimiento de sus exportaciones de GNL y el notable cambio en su matriz de generación eléctrica, los cambios han sido trascendentales en el curso de la última década.

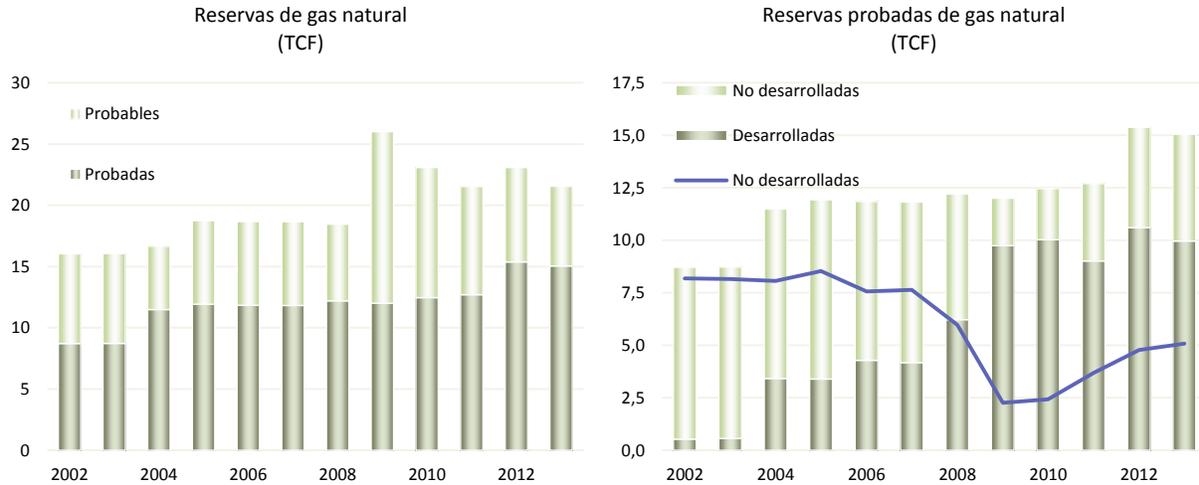


Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Eficiencia Energética, Balance Nacional de Energía 2012

Sin embargo, es innegable que el dinamismo registrado en el sector petrolero desde mediados de la década pasada ha mostrado una notable desaceleración a partir de 2011.

⁽⁶⁾ Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergrmin), Alcance de Labores de Supervisión y Fiscalización, Lote 56: Compañía Pluspetrol Perú Corporation S.A.

Las reservas probadas de gas natural, que a principios de la década pasada se situaron en 8,7 TCF, se han expandido hasta los 15 TCF a diciembre de 2013. Sin embargo, las reservas probables, que alcanzaron un máximo de 14 TCF en 2009, se han contraído hasta los 6,5 TCF a fines de la pasada gestión.

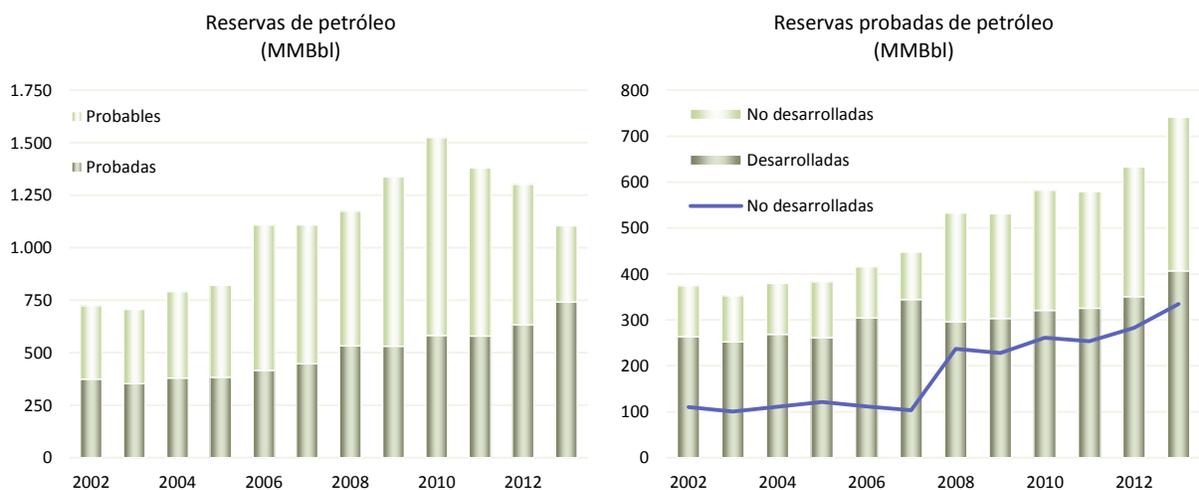


Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Hidrocarburos, Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos 2013

Si bien esa contracción puede atribuirse a la positiva reclasificación de reservas probables como nuevas reservas probadas, la contracción en el total de reservas probadas y probables, desde su máximo de 26 TCF en 2009 a 21 TCF en 2013, indica que las actividades de exploración en el país no han logrado mantener el mismo dinamismo, o alcanzar las mismas tasas de éxito, registradas anteriormente, afectando, potencialmente, la capacidad futura de reponer las reservas de gas natural consumidas.

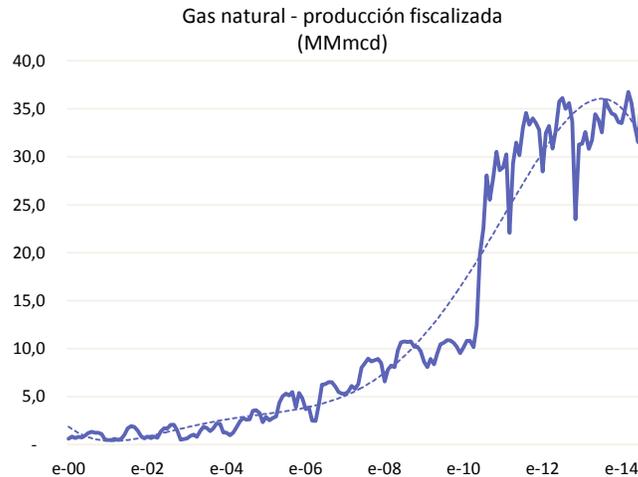
Por otra parte, la desagregación de las reservas probadas entre aquellas en fase de desarrollo y las que, habiendo sido certificadas, no están siendo desarrolladas, registra un crecimiento de Estas últimas a partir de 2011, lo que confirma que las condiciones coyunturales de desenvolvimiento del sector -se refieran Estas a aspectos comerciales de mercado, regulatorio o del entorno sectorial- para las inversiones en el desarrollo, inclusive, de reservas ya probadas, no han sido conducentes.

Las reservas de petróleo muestran una tendencia similar: de crecimiento de las reservas probadas y probables hasta 2009, de contracción a partir de ese año y de acumulación de las reservas probadas no desarrolladas en la última media década.



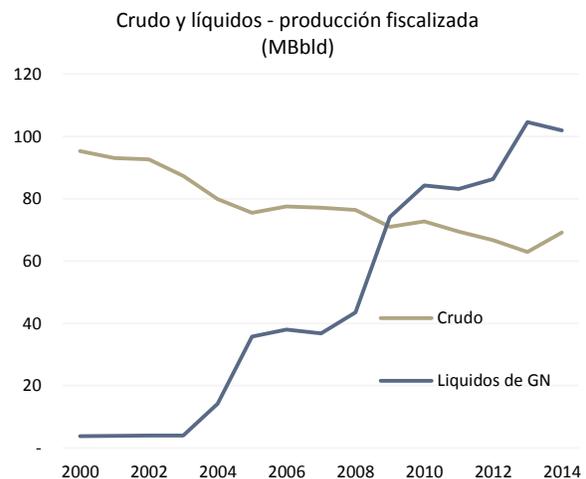
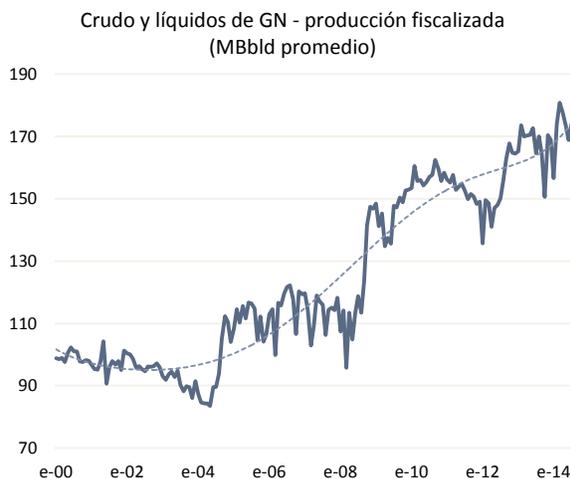
Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Hidrocarburos, Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos 2013

Por su parte, la producción peruana de gas natural y de líquidos ha exhibido un sostenido crecimiento a lo largo de la última década. A partir de 2004 y un notable salto en 2010 con el ingreso en operación de la planta de licuefacción de Perú LNG. La producción de gas natural, que en 2003 no pasara de un promedio de 1,4 MMmcd, alcanzó en 2009 un promedio de 9,7 MMmcd, uno de 19,8 en 2010 y un récord de 34,7 MMmcd a agosto pasado.



Fuente: Perupetro S.A., Estadística Petrolera 2013

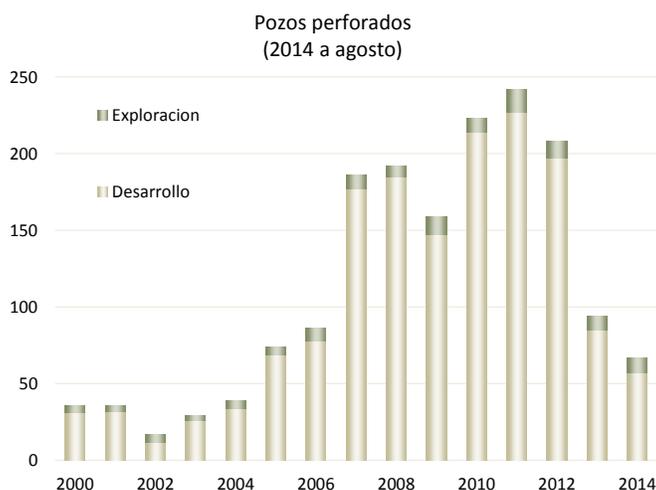
Por su parte, la producción de líquidos, incluida la de crudo y la de líquidos de gas natural, ha pasado de los 83,500 barriles por día (Bbld) a principios de 2004 a un máximo de 180,900 Bbld en marzo pasado. El notable crecimiento de la producción, sin embargo, ha estado fundamentalmente sustentado por la expansión en la producción de líquidos de gas natural y, por lo tanto, íntimamente ligado a su producción: esta ha sido suficiente, inclusive, para compensar la declinación en la producción peruana de petróleo crudo a lo largo de las últimas tres décadas y media, desde un máximo de 196 mil Bbld registrados en 1980, hasta los 62,9 mil Bbld obtenidos en promedio en 2013.



Fuente: Perupetro S.A., Estadística Petrolera, Producción de Hidrocarburos, www.perupetro.com.pe

A pesar del evidente crecimiento de las reservas probadas de petróleo y de gas natural y de la producción de hidrocarburos, además de la declinación de las reservas probables de ambos productos, el sector ha mostrado indicios adicionales de desaceleración a partir de 2011, lo que se comprueba tanto en el número de pozos de

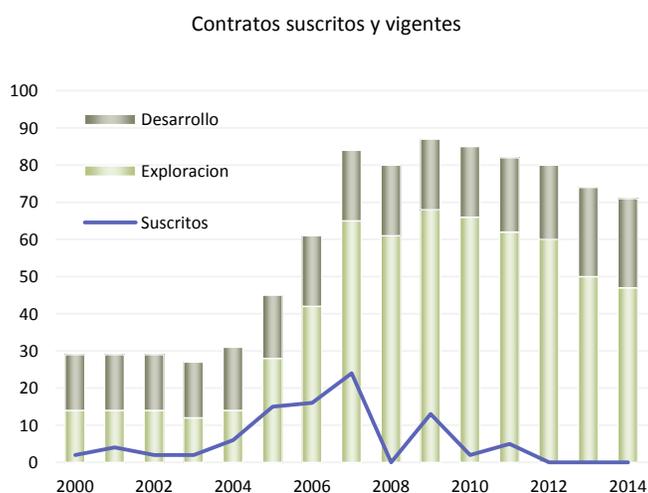
exploración y desarrollo perforados por gestión -que constituye un barómetro de la dinámica sectorial- como en el número de contratos petroleros suscritos y vigentes.



Fuente: Perupetro, Estadística Petrolera Mensual, agosto 2014

El número de pozos de exploración, indispensables para la reposición de reservas, que alcanzara un máximo histórico de 15 en 2011, se situó en 9 en 2013 y en 10 en lo corrido de 2014. Por su parte, los pozos de desarrollo de campos productores, que en 2011 rebasaran los 225, alcanzaron a 85 en 2013 y a 57 a agosto del año en curso, lo que representa una notable contracción del 75 % en los últimos tres años y explica la reciente acumulación de reservas probadas no desarrolladas tanto de gas natural como de líquidos.

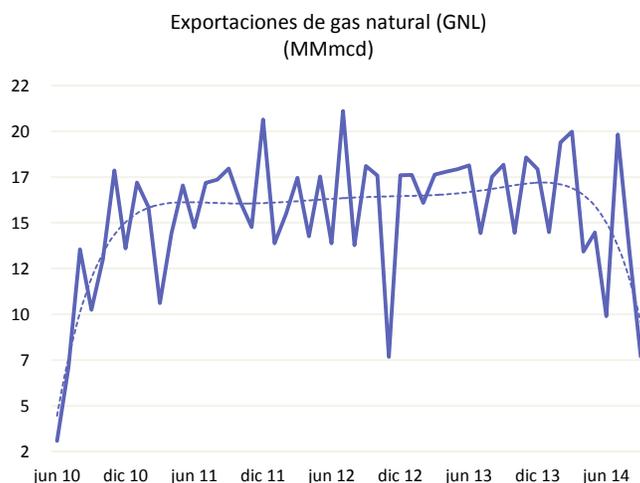
Por su parte, la reciente evolución del número de contratos suscritos y vigentes parece confirmar lo anterior: tras haber alcanzado un máximo de 24 contratos suscritos en 2007, su número se ha reducido gradualmente hasta el punto de no haberse suscrito nuevos contratos desde 2012. Como resultado, el número de contratos de exploración y de desarrollo vigentes se ha reducido de un total conjunto de 87 en 2009 a 71 a la fecha. Entre estos, es el número de contratos vigentes de exploración que ha mostrado la mayor contracción, de 68 en 2009 a 47 en 2014.



Fuente: Perupetro, Estadística Petrolera Mensual, agosto 2014

La desaceleración de la dinámica sectorial puede atribuirse a cuatro factores: el primero, la ausencia de nuevos mercados para el gas natural una vez la planta de licuefacción de GNL alcanzara su capacidad de procesamiento y

exportación de 17 MMmcd en promedio a fines de 2010, lo que deja por el momento la justificación económica de cualquier actividad de desarrollo sujeta al crecimiento de la demanda interna; el segundo se refiere a la aplicación de precios regulados a la producción de gas natural del Lote 88 para el mercado interno; el tercero a la incertidumbre generada en el sector durante la campaña electoral de 2011 y tras la inauguración del nuevo gobierno por las promesas de “recuperación de las reservas del Lote 88” realizadas por Ollanta Humala, cuya modalidad se dejó abierta a interpretación, incluyendo la posibilidad de una nacionalización y, el cuarto, a la reforma energética de México y a la revolución hemisférica del gas de esquistos, o *shale gas*, que, iniciada en los Estados Unidos, junto a la comprobada prospectividad petrolera mexicana, han desviado la atención de los inversionistas hacia nuevas áreas de alto potencial en Latinoamérica.

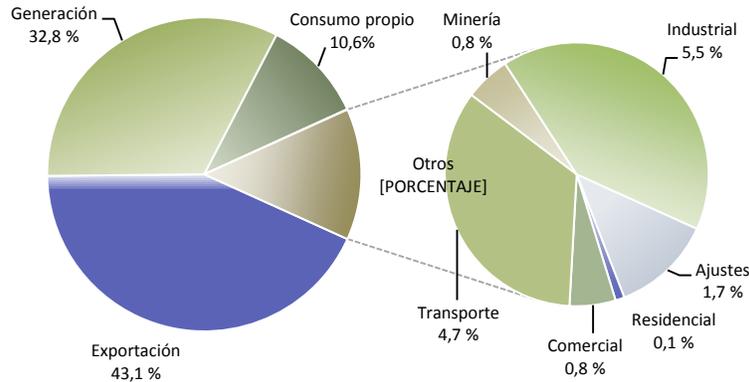


Fuente: Perupetro, *Estadística Petrolera Mensual*, agosto 2014

Si bien el consumo interno de gas natural se ha incrementado ostensiblemente en el curso de la última década, desde los 2,4 MMmcd en 2004 a 18,7 MMmcd en 2013 -impulsado, fundamentalmente, por la demanda para generación eléctrica- a un ritmo promedio de 1,6 MMmcd por año, las reservas probadas del Lote 88 de Camisea (10,2 TCF) y su capacidad de producción han sido y continuarán siendo suficientemente amplias para abastecerlo por otros 42 años a su ritmo actual, dada, especialmente, la disponibilidad de reservas probadas aún no desarrolladas de 2,2 TCF y de 1,7 TCF adicionales de reservas probables.

Efectivamente, la producción del Lote 88 cubre por sí sola entre el 80 % y el 86 % del consumo interno de gas natural, e inclusive alcanzó en 2010 al 115,5% de la demanda interna en promedio.

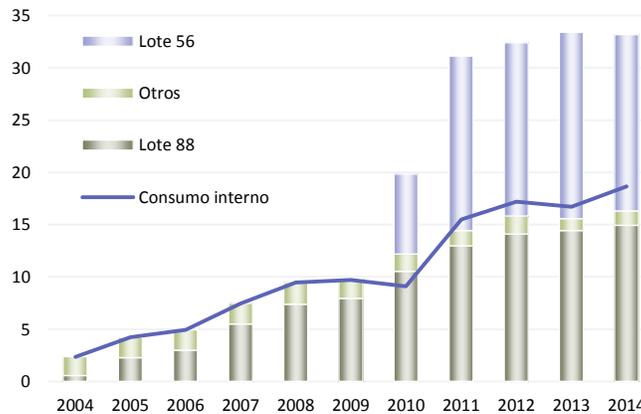
Balance de energía: gas natural



Fuente: Perupetro, Estadística Petrolera Mensual, agosto 2014

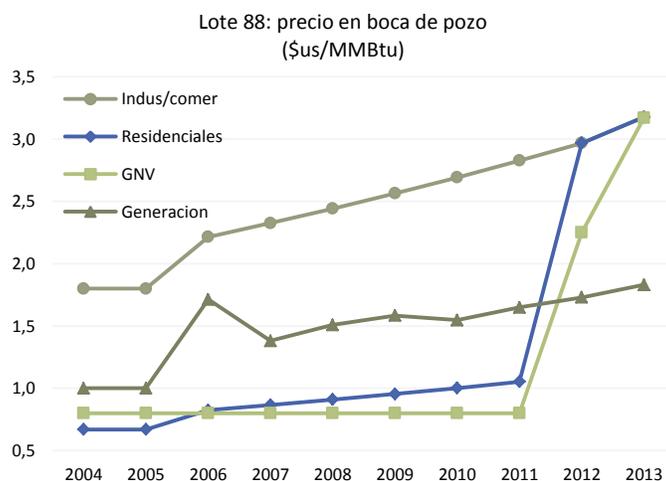
El total de reservas probadas de gas natural de Perú provee un horizonte amplio para cubrir su actual consumo interno y sus exportaciones de GNL por otros 33,7 años. Ello contribuye indudablemente a explicar la reciente desaceleración en la suscripción de contratos de exploración -ya que sin nuevos mercados esta no se justifica-, la falta de urgencia en el desarrollo de reservas probadas y la contracción en las actividades de perforación.

Producción y consumo interno (MMmcd)



Fuente: Perupetro, Estadística Petrolera Mensual, agosto 2014

Adicionalmente, el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88 suscrito en diciembre de 2000, en forma consecuente con la explícita priorización del uso de la producción de Camisea para el mercado interno, fijó el precio máximo de realización del gas natural en boca de pozo en \$us 1,00 por MMBTU para generación eléctrica y en \$us 1,80 por MMBTU para los demás consumidores. El contrato establecía adicionalmente la aplicación de un factor de ajuste anual a dicho precio, vinculado inicialmente a una canasta de precios internacionales de combustibles y, a partir de una adenda acordada con el consorcio en enero de 2007, a índices internacionales de costos de maquinaria y equipo petrolero y de combustibles y energía relacionados con la industria del gas natural.



Fuente: Osinergmin, "Precio Máximo del Gas Natural en Boca de Pozo, su Actualización Anual, Evolución e Incidencia en la Tarifa de Usuarios Residenciales", Febrero 2013

El mecanismo de ajuste acordado en 2007, y los plazos establecidos para la convergencia de los precios aplicables a las tarifas residenciales y de GNV con las del sector industrial y comercial, han derivado en un precio en boca de pozo del gas natural del Lote 88 de \$us 1,83 por MMBtu para generación eléctrica y de \$us 3,17 para los demás consumidores a fines de 2013. Aunque significativamente superiores a los precios base establecidos originalmente, estos representan una inevitable referencia moderadora para los precios del gas natural obtenido por otros productores, actuales y futuros, para comercialización en el mercado interno cuyos costos de capital y de operaciones no han sido hundidos, como si lo fueran los del Lote 88 y del Lote 56 de Camisea tras su reversión al Estado por parte de Shell/Mobil en 1998. Ello, junto con la ausencia de nuevos prospectos de exportación y con un crecimiento de la demanda interna sujeto, fundamentalmente, al crecimiento vegetativo de la demanda eléctrica, estaría también contribuyendo a la merma del interés en nuevos contratos de exploración en el país.

Conclusión

Si bien el desarrollo del proyecto del Gasoducto del Sur Peruano y del Nodo Energético del Sur, incluidos sus componentes eléctricos de Quillabamba, Mollendo e Ilo, de desarrollo de la petroquímica en el extremo sur de su área costera y de expansión de las redes de distribución de gas natural a nuevas áreas se ciñe a objetivos de política energética explícitamente detallados en la Ley 29970 de diciembre de 2012, ello no constituye en esencia un factor de impulso a la reactivación del sector petrolero a niveles y dinámicas como los presenciados durante la segunda mitad de la anterior década.

La diversificación geográfica de su parque de generación termoeléctrica -hoy concentrado en su zona central y absolutamente dependiente de la provisión de gas natural a través del gasoducto de Camisea a Pisco- y la industrialización del gas natural a través del futuro desarrollo de la petroquímica del etano en el sur del país son importantes elementos de impulso a la demanda interna de gas natural y objetivos cuya justificación es indudable.

Adicionalmente, es previsible que el haber salvado satisfactoriamente la agenda de "recuperación de las reservas del Lote 88" sin mayores efectos traumáticos sobre la política de apertura a la inversión externa en el sector -instaurada hace década y media en acompañamiento del desarrollo de Camisea- contribuya a despejar la incertidumbre generada en 2011 y a reactivar el desarrollo de los campos gasíferos ya descubiertos.

Evidentemente, semanas después del acuerdo alcanzado entre el Gobierno y el consorcio Camisea sobre la exclusiva asignación de reservas del Lote 88 al mercado interno, el consorcio anunció nuevas inversiones en exploración y desarrollo del campo. Estas estarán previsiblemente destinadas a atender la demanda de gas natural

de las nuevas centrales termoeléctricas a instalarse al amparo del Nodo Energético del Sur, cuyo consumo conjunto se estima en alrededor de 6 MMmcd.

Sin embargo, la ausencia coyuntural de nuevos mercados de exportación, los plazos y ritmos inherentes al desarrollo del mercado interno, la acumulación de reservas probadas no desarrolladas y la política de precios aplicada al Lote 88 no conducen –al menos por hoy- a imbuir de un sentido de urgencia a la reactivación de las actividades exploratorias o al desarrollo de las reservas existentes a ritmos más acelerados que los que justifique la expansión gradual de la demanda local.

Finalmente, debe mencionarse que si bien las reservas de los lotes 56 y 57 -actualmente asignadas a la planta de licuefacción de Perú LNG (nominalmente suficientes, en base a reservas probadas para otros 17 años de exportación a su actual capacidad)- no son suficientes por el momento para sustentar otro proyecto de similar envergadura, sí podrían, en principio, justificar su ampliación, la instalación de un nuevo proyecto de licuefacción de menor tamaño inicial o, alternativamente, la extensión del Gasoducto del Sur Peruano, desde su eventual ramal extremo sur en Tacna hasta Arica en el norte Chileno, a solo 50 kilómetros de distancia, lo que podría contribuir a la apertura del considerable mercado energético del norte de Chile al gas natural peruano a través de GNL o, inclusive, por medio del transporte por ducto. El tiempo lo dirá.