

EL SECTOR DE HIDROCARBUROS DE BRASIL

*Ramón Blanco Balín**

En este trabajo se presenta una visión general de la situación actual y de las perspectivas de futuro de toda la cadena del negocio del petróleo en Brasil. Así, se hace un repaso de la evolución histórica del negocio del *upstream* en Brasil, desde la época del monopolio de Petrobras, hasta el momento más reciente de apertura del mercado. Se expone el tipo de contratos que se manejan en el área, las condiciones de esos contratos, el grado de éxito alcanzado en las prospecciones de petróleo efectuadas hasta el momento, así como las expectativas futuras del *upstream*. También se repasan algunas de las dificultades e incertidumbres que atraviesa el sector en Brasil. En la parte dedicada al análisis del mercado de gas, se analizan los mercados consumidores, la infraestructura existente para abastecer esa demanda, el crecimiento que ha tenido en el pasado el consumo de gas, así como lo que se espera que sea el consumo futuro, presentando los datos diferenciados por grupos de consumidores.

Palabras clave: hidrocarburos, generación de energía, consumo de energía, Brasil.

Clasificación JEL: L95, Q40.

1. Mercado de *upstream*

Históricamente, y a semejanza de otros países de América Latina, tras una etapa durante la cual la actividad petrolera fue operada por empresas del Estado, se inició en Brasil un proceso de apertura, con el fin de atraer capital de riesgo e incorporar, a la vez, adelantos tecnológicos. Este proceso, que se inició en

1997, continúa en la actualidad principalmente a través de sucesivas licitaciones de bloques de exploración, participación en el desarrollo de campos y revitalización en áreas maduras. Hasta la fecha, Brasil no está en condiciones de autoabastecerse, por lo que aproximadamente un 30 por 100 del consumo interno es cubierto por petróleo importado.

Sin embargo en el caso de Brasil, y motivado principalmente por cambios políticos, este proceso se ha dado en dos etapas, interrumpidas por una vuelta al monopolio estatal (Gráfico 1).

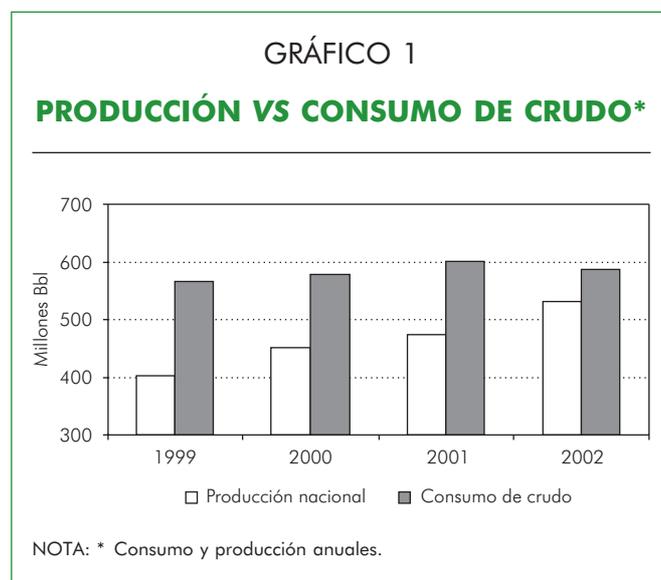
* Consejero Delegado. Repsol YPF.

Resumen histórico

En Brasil, los inicios de la industria del petróleo se remontan a 1939, cuando en Lobato, actualmente suburbio de la ciudad de Salvador (BA) se descubrió petróleo. Instituciones estatales relacionadas con explotaciones mineras, en general con el CNP (Conselho Nacional de Petróleo) y el DNPM (Departamento Nacional de Pesquisas de Recursos Minerais), prosiguieron con una modesta actividad exploratoria. En 1954, con la creación de Petrobras, se instituye una compañía estatal, cuyo objetivo primordial era la exploración, producción, transporte y refinado de hidrocarburos, tornando toda la actividad en un monopolio exclusivo del Estado. Nueve años más tarde se produce el primer descubrimiento gigante en la cuenca de Sergipe Alagoas: el campo de Carmópolis (1963). Sin embargo, en la década de los setenta, la creciente industrialización y desarrollo económico demandan una cantidad de petróleo cada vez mayor y, al margen de la exploración nacional, Petrobras comienza una expansión internacional. En 1968 se descubre el campo de Guaricema, ubicado costa afuera, y con ello se inicia una exploración más sistemática de las cuencas submarinas brasileñas. La exploración se focaliza en la plataforma de la cuenca de Campos donde a partir del descubrimiento del campo de Garoupa (1974) se incentiva la actividad exploratoria costa afuera. En 1984 se descubre el campo de Albacora, el primer gigante de aguas profundas, seguido de Marlim, Barracuda y Roncador (1997). En el año 2002 Petrobras descubre los campos gigantes de Cachalote y Jubarte en la cuenca de Campos.

Contratos de riesgo

Paralelamente a la actividad de Petrobras, y con el fin de captar recursos y reducir a la vez la exposición al



riesgo exploratorio, a partir de 1976 se instituye el régimen de contrato de riesgo, según el cual compañías extranjeras se asociaban a Petrobras en la fase exploratoria, con los consiguientes beneficios en el caso de un descubrimiento. El tipo de contrato implicaba un desembolso del 100 por 100 de los gastos exploratorios y, en caso de descubrimiento, la formación de un consorcio en el cual Petrobras y la contratista participaban en un 50 por 100 de los costos de desarrollo y de las ganancias a obtener. Entre otras petroleras, Hispanoil participó activamente en esta fase exploratoria. Dentro de este régimen sólo se dio un descubrimiento importante: el campo de gas de Merluza en la cuenca de Santos. Este régimen se extingue en 1987 con la sanción de la nueva constitución brasileña, que vuelve a otorgar el monopolio del petróleo a Petrobras.

Estructura actual

En 1997 surge la Ley 9.478 llamada también «Ley del Petróleo», que marcó un cambio definitivo en el sector. La exploración, extracción y comercialización de

hidrocarburos y sus derivados deja de ser monopolio de Petrobras, permitiendo la libre concurrencia y competencia de empresas nacionales e internacionales. Como ente gubernamental regulador de todas las actividades tanto de *upstream* como de *downstream* se crea la Agencia Nacional de Petróleo (ANP). La ANP tiene atribuciones tanto de otorgamiento de concesiones, como de fiscalización. Un paso adicional dentro de este marco fue la libre disponibilidad de crudo, si bien en la práctica Petrobras sigue manteniendo un monopolio absoluto sobre la producción y venta de petróleo y derivados.

A semejanza de la mayoría de los países (excepto EE UU y Sudáfrica), los recursos minerales son propiedad del Estado, cabiendo al mismo tiempo otorgar licencias para su exploración, gravándolos con las regalías e impuestos resultantes a partir de la legislación vigente. En tal sentido, la ANP regula toda la actividad del sector petrolero brasileño.

Contratos de asociación con Petrobras

Con la sanción de la Ley del Petróleo, Petrobras fue obligada a definir áreas exploratorias consideradas de reserva estratégica. De allí surgieron bloques operados 100 por 100 (los bloques azules considerados los mejores en términos de potencial exploratorio) y otros en asociación con compañías nacionales e internacionales, donde los contratos implicaban generalmente un acarreo de Petrobras, bien como operador o como asociado. Estos contratos fueron firmados en agosto de 1998. Cabe decir que el primer contrato de asociación de esta etapa fue firmado entre Petrobras y Repsol YPF (bloque BES-3 en la cuenca de Espirito Santo). Estos contratos estaban vinculados a un programa de trabajo acordado tanto con Petrobras como con la ANP, con una duración de dos años. En el caso de un descubrimiento existía la posibilidad de renovar

por un período de dos años, en función de la aprobación de un nuevo programa de trabajo. Este tipo de contrato caducó definitivamente en agosto de 2003, siendo que tanto los «bloques azules» como los vinculados a asociaciones con Petrobras tendrán que ser revertidos en su totalidad, excepto áreas consideradas de reserva en el caso de un descubrimiento económico. En tal caso, el contrato de producción es por 25 años.

Las rondas de licitación de la ANP

Petrobras, fuera de estos bloques donde opera al 100 por 100 o en asociación, revirtió gran parte de las áreas de exploración, consideradas no prioritarias o de mayor riesgo exploratorio.

Fueron estos bloques los que a partir de 1999 la ANP ofreció en sucesivas licitaciones anuales en un régimen de libre competición. En general, los términos de la licitación son los siguientes —con algunos cambios menores a lo largo del tiempo—:

- En función de las características de los bloques, continentales, en aguas someras, profundas o ultraprofundas, las empresas que se inscriben en la licitación son certificadas por capacidad operativa, en base a antecedentes técnicos en clases A, B o C, siendo C restringida a bloques en el continente. Por las características de las cuencas sedimentarias de Brasil, se estima que el mayor potencial se encuentra en los bloques de aguas profundas a ultraprofundas.
- Cada bloque exploratorio tiene un programa de trabajo mínimo de obligatoriedad para el concesionario. Este programa de trabajo se distribuye a lo largo de varios años en tres etapas. En el caso de los bloques costa afuera, el compromiso de trabajo para la primera etapa, cuya duración es de tres años, consiste de unos 2.000 km. de sísmica 2D, o su equivalente en 3D (aproximadamente 600 km²). La segunda etapa, de dos a tres años requiere la perforación de dos pozos explora-

torios; la tercera etapa, con tres años de duración, implica un compromiso de tres pozos adicionales. El paso de una etapa a la siguiente requiere la reversión de al menos un 50 por 100 del área en concesión.

La adjudicación de los bloques exploratorios se define en función del bono máximo que la compañía participante considera pagable para el bloque, a lo que se agrega el compromiso porcentual de contenido local, es decir, contratos con empresas brasileñas. Estos dos factores determinan a través de una fórmula establecida en el edital a la empresa ganadora. La licitación tiene lugar en una fecha predeterminada, es pública y se difunde en tiempo real por Internet.

Modificaciones e incertidumbres

El proceso de apertura del sector petrolero en Brasil significó un gran impulso a la industria local, si bien los mayores beneficiarios fueron los conglomerados de las grandes compañías de servicio. En los cuatro años que sucedieron a la primera licitación de la ANP (mayo de 1999), se produjo un considerable incremento en información geológica, principalmente en las áreas del *offshore* profundo. De hecho, por ejemplo, la cuenca de Santos fue el escenario de la mayor campaña sísmica especulativa (no propietaria) a nivel mundial en los años 2001 y 2002 (cerca de 40.000 km²).

Cabe señalar que, como ente fiscalizador, la ANP se convirtió en el administrador de todo el acervo de datos geológicos y geofísicos generados por todas las compañías operadoras del sector. Al mismo tiempo se establecieron modelos y formatos válidos para todas las compañías, que con carácter obligatorio deben entregar en término todas las informaciones exploratorias relevantes. El conjunto de datos fue integrado en una base, el banco de datos de exploración y producción (BDEP), para cuyo acceso las empresas deben asociarse al mismo con el pago de una cuota anual. La

información se disponibiliza a los asociados luego de plazos de confidencialidad (2 años para pozos y 10 años para sísmica especulativa).

Una mayor conciencia ambiental en Brasil llevó a que toda la actividad exploratoria sea rigurosamente controlada en función de su impacto ambiental. Las disposiciones y reglamentos, a veces no muy claros, generaron dudas y atrasos en parte de las operaciones emprendidas.

La estructura fiscal de Brasil, con cargas tanto federales como estatales y municipales, no es muy transparente y susceptible a cambios de gran impacto en el flujo de caja de proyectos de larga duración, como lo son la mayoría de los proyectos exploratorios. A fin de contribuir al desarrollo de la industria petrolera, el gobierno exceptuó de impuestos a bienes temporalmente importados para la exploración, a través del llamado beneficio de Repetro. Sin embargo, actualmente existen tendencias de revertir esta decisión a fin de aumentar la recaudación impositiva. Una estructura de impuesto al valor agregado (en realidad al movimiento de mercaderías) con tasas variables de un Estado a otro, puede crear situaciones beneficiosas o perjudiciales, según el domicilio legal de la empresa. En fecha reciente, la imposición de impuestos adicionales al petróleo en el Estado de mayor producción (Rio de Janeiro) creó problemas adicionales.

Visión actual

A mediados de 2002, los bloques de la primera ronda de licitación entraron en su segunda fase de exploración, con el compromiso de perforar al menos dos pozos exploratorios. Entre el año 2000 y hasta la fecha se han perforado 93 pozos en aguas profundas. De estos pozos, sólo cuatro corresponden a los bloques licitados por la ANP, siendo que los restantes se distribuyen en los bloques azules. Con respecto al

éxito exploratorio, en ese lapso fueron descubiertos dos campos gigantes (Cachalote y Jubarte) en la parte norte de la cuenca de Campos, dos campos de gas en la cuenca de Santos, y un campo de gas en la cuenca de Camamú Almada, todos ubicados en bloques azules o con contrato de concesión con Petrobras. Por otro lado, en varios bloques se registraron descubrimientos no económicos.

Este escenario merece dos reflexiones: por un lado, el proceso exploratorio de aguas profundas recién está comenzando, de modo que el número de pozos difícilmente sea representativo para una evaluación del potencial futuro. Por otro lado, los bloques azules que serán revertidos en las próximas rodadas, abren nuevas perspectivas para la exploración.

Hasta la fecha, la mayor parte de la actividad exploratoria se ha concentrado en las cuencas del SE de Brasil, principalmente en Santos, Campos y Espírito Santo. Este hecho no es fortuito ya que cerca del 80 por 100 de la producción de petróleo de Brasil proviene de la cuenca de Campos y está concentrada en poco más de cuatro campos gigantes. Es de esperar que las acumulaciones petroleras no se limiten a esta área, siendo que en la mayoría de las cuencas costa afuera existen sistemas petroleros comprobados. Es de esperar, pues, que aunque el panorama actual no muestra éxitos de fase temprana, el futuro de la exploración del *offshore* de Brasil puede estar marcado por descubrimientos de clase mundial —a semejanza de lo que ocurre en el margen conjugado africano.

2. Mercado de gas natural

Descripción

El mercado de gas en Brasil puede ser dividido en cuatro regiones con base en la conexión de gasoductos troncales.

Una región es el mercado del Nordeste, desde Bahía hasta Ceará, provincias conectadas por el gasoducto Nordesteão. Ese mercado es abastecido con gas nacional, producido principalmente en las provincias de Bahía, Alagoas y Rio Grande do Norte. Ese gas es tanto asociado como no asociado, y es producido tanto *on shore* como *off shore*. La segunda región es el Estado de Espírito Santo que es abastecido por gas nacional directamente de un gasoducto marítimo, con gas asociado. La tercera región es la frontera oeste del Estado de Rio Grande do Sul, que es abastecida con el gas argentino para la termoeléctrica de Uruguiana.

La cuarta y principal región consumidora de gas es la región Centro Oeste, Sur y Sudeste, que es abastecida de cuatro formas. Por el Centro Oeste circula el gasoducto Transoriente, que conecta el gasoducto de GTB en Bolivia a la termoeléctrica de Cuiabá, Mato Grosso. También en el Centro Oeste, en el Estado de Mato Grosso do Sul, se inicia la parte brasileña del gasoducto Bolivia-Brasil, que corta además de esa provincia, los Estados de São Paulo, Paraná, Santa Catarina y Rio Grande do Sul. En São Paulo, ese gasoducto se conecta con el gasoducto de Transpetro, que conecta el Estado de Rio de Janeiro y Minas Gerais. El gasoducto de Transpetro recibe gas nacional en varios puntos de la costa de Rio de Janeiro y São Paulo. Ese gas es casi todo asociado, con pocas cantidades de gas no asociado. La mayor parte del gas producido en esos campos es utilizada en reinyección para aumentar la producción de petróleo. Parte del gas es quemado porque está muy alejado de la costa y su producción no es económica.

El Mapa A1 del Anexo muestra los principales gasoductos y sus conexiones que abastecen el mercado brasileño. En el Mapa A2 puede verse detalladamente el gasoducto de GTB y TBG.

En nuestros análisis, concentraremos la evaluación del mercado en la región Centro Oeste, Sur y Sudeste,

para proyectar la necesidad de importación de gas de Bolivia y de Argentina.

En esas regiones, los principales Estados consumidores son São Paulo y Rio de Janeiro, que son los mayores en términos de PIB, y ya tenían desarrollo de redes de distribución de gas nacional en sus capitales antes de la entrada en operación del gasoducto BTB.

Evolución histórica de la demanda de gas de Brasil

La demanda en Brasil ha presentado una evolución significativa a partir de la entrada en operación del gasoducto Bolivia-Brasil. A pesar de que se esperaba un crecimiento mayor a partir del programa termoelectrico del Gobierno Federal, las tasas de incremento de la demanda están por encima del 20 por 100 por año como muestra el Gráfico 1.

Si consideramos solamente el mercado del Sur, Sudeste (sin Espírito Santo –aislado–) y del Centro Oeste, la distribución por sector en 2002 puede verse en el Gráfico 2.

Analizando el mercado de las regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste, el balance entre oferta y demanda durante los años 2002 y 2003 hasta junio, se observa un gradual incremento en los volúmenes importados de Bolivia en la medida en que se desarrolla el mercado industrial en Brasil. El gran incremento esperado de la demanda de gas para la generación térmica no se produjo debido a la crisis de energía que se instaló en el país después del racionamiento de la energía eléctrica de 2002.

El Cuadro 1 muestra la evolución de la demanda y el origen del gas para abastecer el mercado.

El Cuadro 2 resume la suma de todas las proyecciones para el escenario base, pudiéndose notar que el crecimiento es menor que el observado en proyecciones pasadas. Esto se debe a que en este escenario

post-racionamiento, en el que hay una marcada sobre oferta de energía de casi 8.500 MW, no se espera una solución favorable al Despacho Forzado de las Térmicas y solamente se espera que despachen con bajos niveles a partir de 2006.

3. Mercado de *downstream*

Descripción

El camino de la desregulación fue iniciado, como se indicaba anteriormente, con la Ley 9.478 de hidrocarburos o del petróleo de agosto de 1997, en la que se comenzaba la apertura del *upstream* y se liberalizaban algunas actividades del *downstream* que estaban dentro del monopolio, como son las actividades de importaciones de crudo en 1999, importaciones de productos en 2003 y actividades logísticas en 2002, liberalización de precios en el refino. Cabe destacar que la venta a minoristas *retail* ya se encontraba abierta.

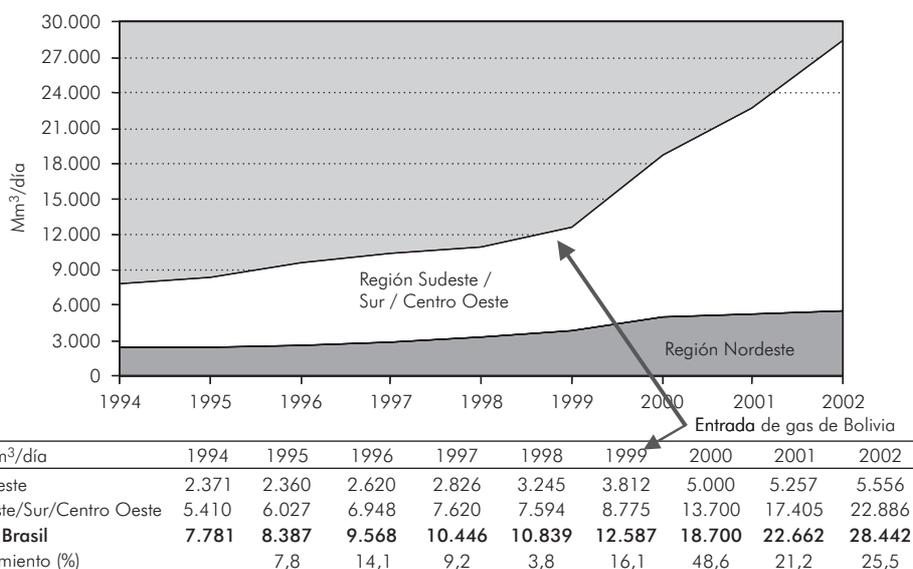
El refino de Brasil procesó 1.246.000 barriles de petróleo por día en el año 2002, mientras que su demanda fue de 1.510.000 barriles por día, lo que implica un claro déficit que tiene que ser compensado a través de las importaciones, principalmente de gasóleos y gas licuado del petróleo (GLP).

El suministro de esta demanda se recoge en el Cuadro 3.

El mercado de combustibles también es atendido por el alcohol etílico hidratado (AEHE) y el gas natural vehicular (GNV), mostrando unas tendencias de crecimiento opuestas, ya que mientras el GNV muestra una clara tendencia de fuerte crecimiento, el alcohol se muestra en clara recesión. El Cuadro 4 indica los valores de los años 1997 a 2002 de demanda de ambos, permitiendo observar estas tendencias.

GRÁFICO 1

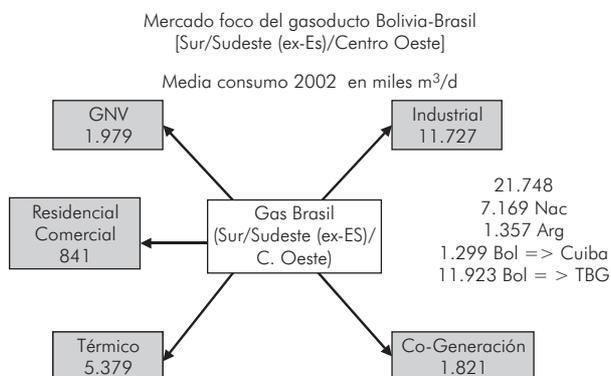
DEMANDA HISTÓRICA DE GAS EN BRASIL



NOTAS: No incluye el gas de origen nacional consumido por Petrobras en sus refinerías (aproximadamente 3 MM/m³/d).

GRÁFICO 2

DISTRIBUCIÓN SECTORIAL DE GAS EN BRASIL



NOTAS: No incluye el gas de origen nacional consumido por Petrobras en sus refinerías (aproximadamente 3 MM/m³/d).

Esquema de los agentes de la cadena

En el Gráfico 3 se muestra el flujo de todos los agentes en la cadena de combustibles.

Agentes de producción/suministro de combustibles

Este mercado se recoge en el Cuadro 5.

Principales desafíos para refinerías, importadores y formuladores

Para las refinerías, el principal desafío está en adaptarse para poder atender la demanda nacional, tanto en cantidad como en calidad.

CUADRO 1

ORIGEN Y EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE GAS

| Miles m ³ /día | Mercado | | | Origen | | | | | |
|---------------------------|--|-------------|--------|---|----------|---------|-------------|----------|--------|
| | Consumo Sur/Sudeste (ex-ES) / C. Oeste | | | Origen del gas Sur/Sudeste (ex-ES) / C. Oeste | | | | | |
| | Ind / Otros | E. Eletrica | Total | Nacional | Imp. GSA | Imp. BG | Imp. Cuiaba | Imp. Arg | Total |
| 2002 | | | | | | | | | |
| Enero | 14.213 | 6.541 | 20.754 | 5.958 | 11.303 | 387 | 970 | 2.135 | 20.754 |
| Febrero . . . | 14.799 | 6.441 | 21.239 | 6.379 | 11.591 | 261 | 1.013 | 1.996 | 21.239 |
| Marzo | 13.941 | 7.722 | 21.663 | 7.025 | 11.107 | 454 | 939 | 2.138 | 21.663 |
| Abril | 14.112 | 7.554 | 21.666 | 6.687 | 9.679 | 1.588 | 1.422 | 2.290 | 21.666 |
| Mayo | 14.333 | 7.925 | 22.257 | 8.062 | 8.025 | 2.086 | 1.625 | 2.458 | 22.257 |
| Junio | 14.737 | 7.294 | 22.031 | 8.068 | 8.837 | 2.296 | 1.640 | 1.190 | 22.031 |
| Julio | 15.264 | 6.926 | 22.190 | 7.667 | 9.908 | 2.154 | 1.750 | 710 | 22.190 |
| Agosto | 15.590 | 8.110 | 23.700 | 8.492 | 9.805 | 2.526 | 1.669 | 1.208 | 23.700 |
| Septiembre . | 16.477 | 7.293 | 23.770 | 7.776 | 11.823 | 1.880 | 1.186 | 1.105 | 23.770 |
| Octubre . . . | 15.936 | 6.905 | 22.841 | 7.817 | 11.351 | 1.657 | 1.268 | 748 | 22.841 |
| Noviembre . | 15.882 | 4.439 | 20.321 | 6.637 | 10.793 | 1.677 | 1.080 | 133 | 20.321 |
| Diciembre . . | 15.597 | 3.453 | 19.050 | 6.137 | 10.426 | 1.466 | 1.021 | – | 19.050 |
| 2003 | | | | | | | | | |
| Enero | 15.802 | 4.884 | 20.686 | 7.698 | 11.639 | 232 | 1.117 | – | 20.686 |
| Febrero . . . | 16.554 | 5.178 | 21.732 | 8.125 | 11.530 | 254 | 757 | 1.066 | 21.732 |
| Marzo | 16.552 | 4.453 | 21.004 | 7.163 | 12.491 | 162 | 57 | 1.131 | 21.004 |
| Abril | 17.048 | 4.601 | 21.649 | 7.339 | 13.073 | – | 79 | 1.158 | 21.649 |
| Mayo | 17.570 | 4.510 | 22.080 | 7.025 | 13.591 | – | 449 | 1.015 | 22.080 |
| Junio | 17.971 | 5.892 | 23.863 | 7.050 | 14.440 | – | 1.321 | 1.052 | 23.863 |

NOTAS: Nacional: gas de producción nacional de la cuenca de Campos y Santos.
Imp GSA: gas boliviano importado a través del contrato YPFB – PB.

Esto va a exigir al sistema de refino nacional que modifique su *mix* de productos adaptándolo a las necesidades de un mercado que tiene una demanda superior de gasóleo a su producción, y que ya hoy día se cubre a través de importaciones. Por otro lado, la demanda de GLP, gasolina y fuelóleos es estable o decreciente. La gasolina y el fuelóleo son productos en los que el país tiene un claro exceso de producción y

que comercializa en el exterior a través de su exportación, mientras que es fuertemente deficitario en GLP. Por tanto, y observando el Gráfico 4, se puede concluir que el país es deficitario en derivados del petróleo, pues su posición neta es importadora, pero aun así presenta excedentes de gasolina y fuel, lo que obliga al cambio de perfil productivo al que antes se hacía mención.

CUADRO 2
SUMA DE LAS PROYECCIONES PARA EL ESCENARIO BASE
(Miles m³/día)

| | Sur + Sudeste (ex-ES) + C. Oeste | | | | | Subtotal | Usinas térmicas | Total general |
|----------------|----------------------------------|------------|-------------|-----------|---------------|----------|--------------------|------------------|
| | Industrial | Automotivo | Residencial | Comercial | Co-Generación | | | |
| 2000 | 8.456 | 750 | 496 | 280 | 602 | 10.584 | 354 | 10.938 |
| 2001 | 10.227 | 1.279 | 462 | 296 | 1.407 | 13.671 | 2.829 | 16.501 |
| 2002 | 11.727 | 1.979 | 491 | 350 | 1.821 | 16.370 | 5.379 | 21.748 |
| 2003 | 13.532 | 2.583 | 554 | 382 | 2.157 | 19.207 | 4.395 | 23.601 |
| 2004 | 16.129 | 3.101 | 608 | 428 | 2.780 | 23.045 | 4.789 | 27.835 |
| 2005 | 19.027 | 3.604 | 672 | 485 | 3.342 | 27.130 | 4.789 | 31.919 |
| 2006 | 22.069 | 4.092 | 713 | 549 | 3.925 | 31.347 | 5.831 | 37.178 |
| 2007 | 25.556 | 4.580 | 743 | 620 | 4.562 | 36.061 | 7.560 | 43.621 |
| 2008 | 29.511 | 5.068 | 779 | 700 | 5.259 | 41.317 | 7.560 | 48.878 |
| 2009 | 33.938 | 5.478 | 825 | 732 | 5.563 | 46.536 | 7.560 | 54.096 |
| 2010 | 36.705 | 5.703 | 841 | 753 | 5.810 | 49.813 | 7.560 | 57.373 |
| 2011 | 39.699 | 5.934 | 858 | 776 | 5.772 | 53.040 | 7.560 | 60.600 |
| 2012 | 42.148 | 6.161 | 875 | 799 | 6.030 | 56.012 | 7.560 | 63.572 |
| 2013 | 44.750 | 6.393 | 893 | 823 | 5.993 | 58.852 | 7.560 | 66.412 |
| 2014 | 47.515 | 6.620 | 911 | 848 | 6.262 | 62.156 | 7.560 | 69.716 |
| 2015 | 49.508 | 6.854 | 929 | 873 | 6.228 | 64.392 | 7.560 | 71.952 |
| 2016 | 51.588 | 7.082 | 947 | 899 | 6.511 | 67.028 | 7.560 | 74.588 |
| 2017 | 53.761 | 7.318 | 966 | 926 | 6.479 | 69.450 | 7.560 | 77.010 |
| 2018 | 55.001 | 7.547 | 986 | 954 | 6.777 | 71.265 | 7.560 | 78.825 |
| 2019 | 56.280 | 7.784 | 1.005 | 982 | 6.750 | 72.802 | 7.560 | 80.362 |
| 2020 | 57.598 | 8.015 | 1.025 | 1.011 | 7.064 | 74.715 | 7.560 | 82.275 |

Al final, para aquellas refinerías donde una inversión de esta magnitud es económicamente viable, se busca invertir en mayor capacidad de conversión. Estas inversiones tienen como objetivo intentar minimizar la producción de productos de poco valor añadido, como el fuelóleo, y maximizar la producción de productos ligeros (nafta/gasolina) y medios (gasóleo), donde efectivamente se encuentra el problema de abastecimiento de la demanda nacional.

Como se puede ver en el Gráfico 4, el consumo aparente (resultado de la producción + importación – exportación) de diésel viene aumentando lentamente en los últimos tres años, mientras que este consumo para gasolina disminuye ligeramente, y más acusadamente para el fuelóleo.

El cumplimiento de las demandas medioambientales de la sociedad, que exige combustibles más limpios, va a obligar a hacer un importante esfuerzo in-

CUADRO 3

CONSUMO APARENTE DE BRASIL EN 2002

| | Producción | Importación | Exportación | Consumo aparente |
|-------------------|------------|-------------|-------------|------------------|
| Gasolina A . . . | 52 | 0,45 | 9,3 | 43 |
| Gasóleos | 97 | 17,5 | 0,04 | 114 |
| Fuelóleos | 46 | 0,16 | 13,5 | 33 |
| GLP | 21 | 9,2 | 0,48 | 30 |
| Queroseno . . . | 11 | 2,7 | 0,01 | 14 |

FUENTE: ANP.

CUADRO 5

COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA INTERNA

| Tipo | Cantidad (posición junio de 2003) | % demanda interna (1er trim. 2003) |
|-------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|
| Refinerías | 13 | 87 |
| Importadores ¹ | 89 | 13 |
| Formuladores. | 1 | 0 |

NOTAS: ¹ Incluye a Petrobras que es el principal importador de combustibles del país con aproximadamente el 97 por 100 de todas las importaciones.
FUENTE: ANP.

CUADRO 4

DEMANDA DE ALCOHOL Y GNV EN BRASIL

| Demanda | 1997 | 2002 |
|---|--------|---------|
| AEHE (mil. m ³). | 7.083 | 1.836 |
| Gas natural (M m ³) | 47.982 | 620.550 |

FUENTE: Sindicom.

versor al sistema de refino nacional, principalmente en procesos de reducción del contenido en azufre de gasolinas y gasoil, sin olvidar otras cuestiones, como la reducción de agentes nocivos como el benceno o la fabricación de combustibles que permitan obtener mejores comportamientos en los motores.

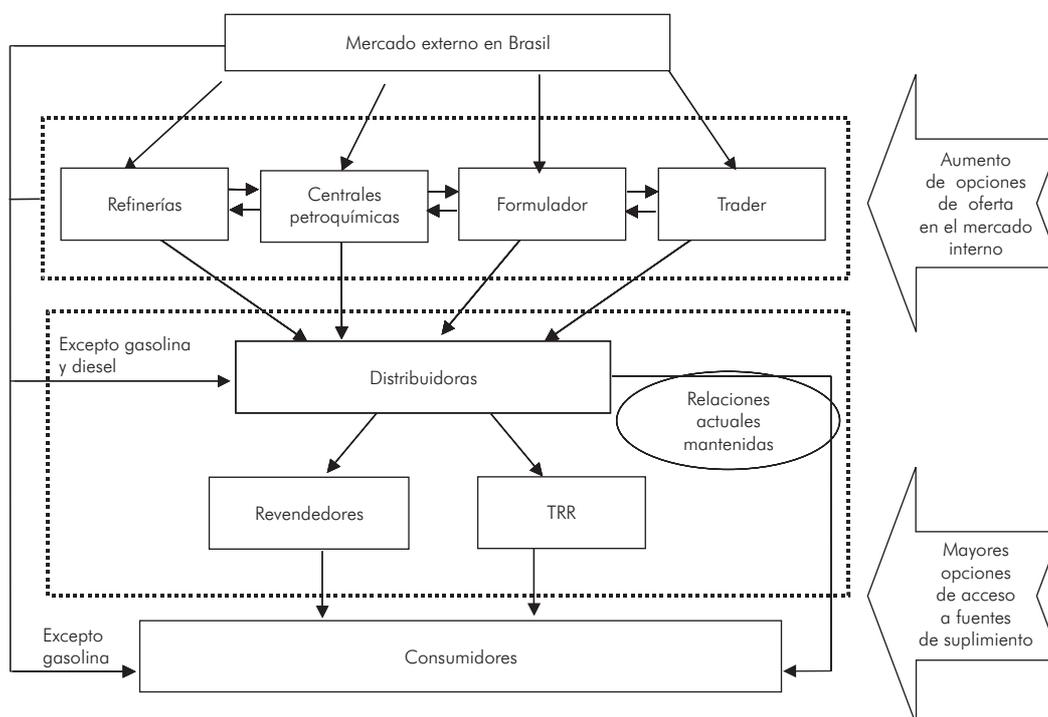
En Brasil, además de refinadores hay importadores que hoy ya son 89 aprobados junto a la ANP. Desde que la importación fue abierta en enero de 2002, fue-

ron importados 488.236 m³ de combustibles, sin incluir las importaciones de Petrobras. A pesar de existir un número relativamente alto de importadores, las cantidades importadas fuera del sistema Petrobras son realmente muy bajas, representando sólo el 3 por 100 de las importaciones totales.

La falta de una clara política de precios de Petrobras, que controla el 98 por 100 del abastecimiento, y la falta de materialización de la apertura de la logística, sistema denominado *Open Access* (libertad de uso de la estructura logística y de almacenaje para recibir producto) han reducido la velocidad de este proceso.

El mercado nacional hasta hoy todavía no ha practicado una política basada en los conceptos *import/export parity*, como es la regla en los mercados desarrollados. La falta de aplicación de esta política se debe principalmente a los problemas macroeconómicos del país en lucha contra la inflación y a la variación del tipo de cambio de la moneda, a pesar de que el mercado de combustibles tiene la cadena de precios liberada desde enero de 2002, cuando la estructura de precios de los combustibles dejó de tener subsidios cruzados.

GRÁFICO 3
FLUJO DE TODOS LOS AGENTES



FUENTE: ANP.

Los combustibles tienen una estructura de impuestos muy fuerte y las refinerías, importadores o formuladores son sustitutos tributarios de todos los impuestos de la cadena.

En los Gráficos 5 y 6 se recoge la evolución de la estructura de formación de precios desde la apertura del mercado.

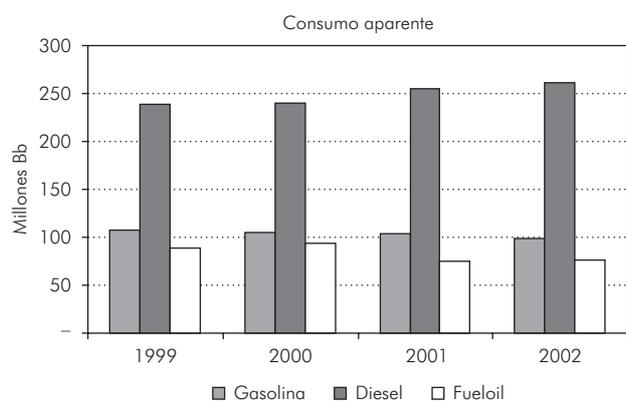
La CIDE (Contribución de Intervención de Dominio Económico) es un impuesto federal de valores fijos por producto (R\$/M3), incidente sobre la importación y la comercialización de petróleo y sus deriva-

dos, gas natural y sus derivados y alcohol etílico combustible, y de otras providencias. La CIDE fue creada en enero del 2002, junto con la apertura del mercado de combustibles, con la intención de sustituir la PPE (Parcela de Precios Específica), el PIS y COFINS.

Principales desafíos para las distribuidoras y para la comercialización de combustibles

La estructura de la distribución de combustibles y comercialización figura en el Cuadro 6.

GRÁFICO 4
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO APARENTE EN BRASIL



FUENTE: ANP.

El mercado de distribución es de los segmentos que tienen presencia de diversas empresas desde hace muchos años; cabe destacar que empresas como Shell y Exxon llevan en este sector más de 50 años.

La liberación gradual del mercado, que incluye el establecimiento de precios libres, la no obligatoriedad de abastecer de bases predeterminadas por el Gobierno, los cambios en la legislación para aumentar la competitividad (ofrecer producto con calidad y precios menores) ocasionó algunos hechos que precisan ser mejorados para:

- Garantizar el abastecimiento del mercado con precios competitivos, calidad de productos y seguridad operacional (medio ambiente).

- Garantizar unas condiciones adecuadas para que las empresas puedan remunerar las inversiones realizadas.

Las mezclas de corrientes para adulteración y la evasión de impuestos, así como porcentajes impositivos di-

ferentes en función del Estado de destino provocan ofertas de productos que distorsionan el precio medio del mercado y ocasionan fuertes problemas para las distribuidoras que operan dentro de la legalidad.

Para que esto ocurra es necesario que el agente regulador (ANP), juntamente con los órganos que legislan sobre el asunto, revisen leyes, procedimientos y estructuras de control.

Una serie de estudios presentados al Gobierno por entidades como el Sindicom y acciones aisladas de la ANP ya están incidiendo en este asunto ya que:

- Gana el gobierno, recaudando el montante correcto del impuesto.

- Gana el consumidor, comprando un producto con calidad.

- Gana la empresa, practicando un margen adecuado.

Hoy, como el mercado tiene un gran número de competidores y permite brechas en cuanto al pago de impuestos, el margen no está en el nivel adecuado para remunerar a los inversores.

Los principales desafíos para la operación de las estaciones de servicio son:

- Adecuarse a las nuevas exigencias de medio ambiente y calidad de producto.

- Adicionar nuevas opciones de servicios para incrementar la rentabilidad de las mismas.

- Intensificar controles (inspecciones de la ANP que impidan que estaciones que practican irregularidades puedan operar).

- Incrementar las ventas medias que hoy en día están sobre 150 m³/mes.

La gran novedad del mercado nacional, que está siendo lanzada, son los automóviles *flexifuel* que operarán con el porcentaje que el cliente desee de gasolina y de alcohol. Esto implicará que el consumidor podrá aprovechar mejor las oportunidades de precios y podrá racionalizar sus costes.

GRÁFICO 5
FORMACIÓN DE PRECIOS DE GASOLINA A

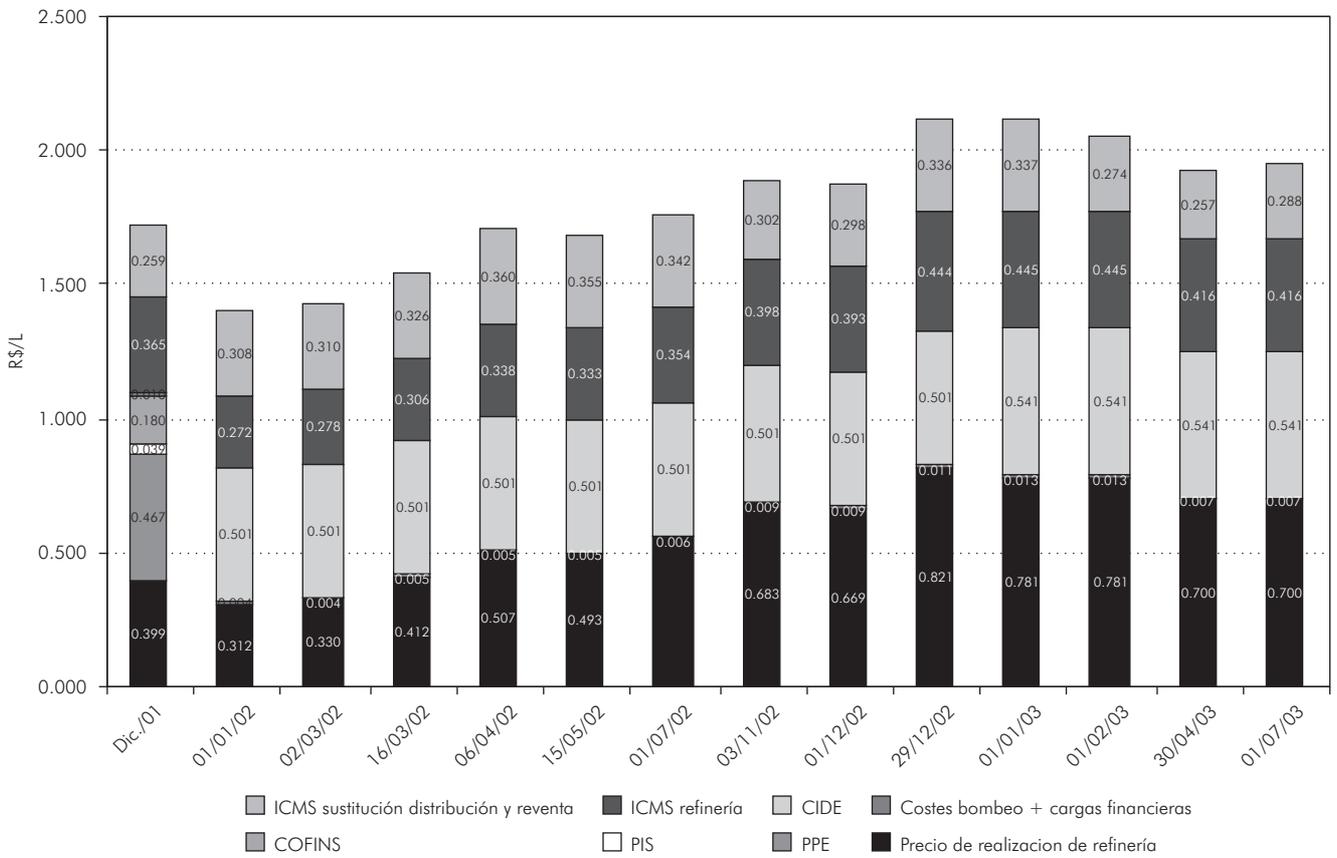
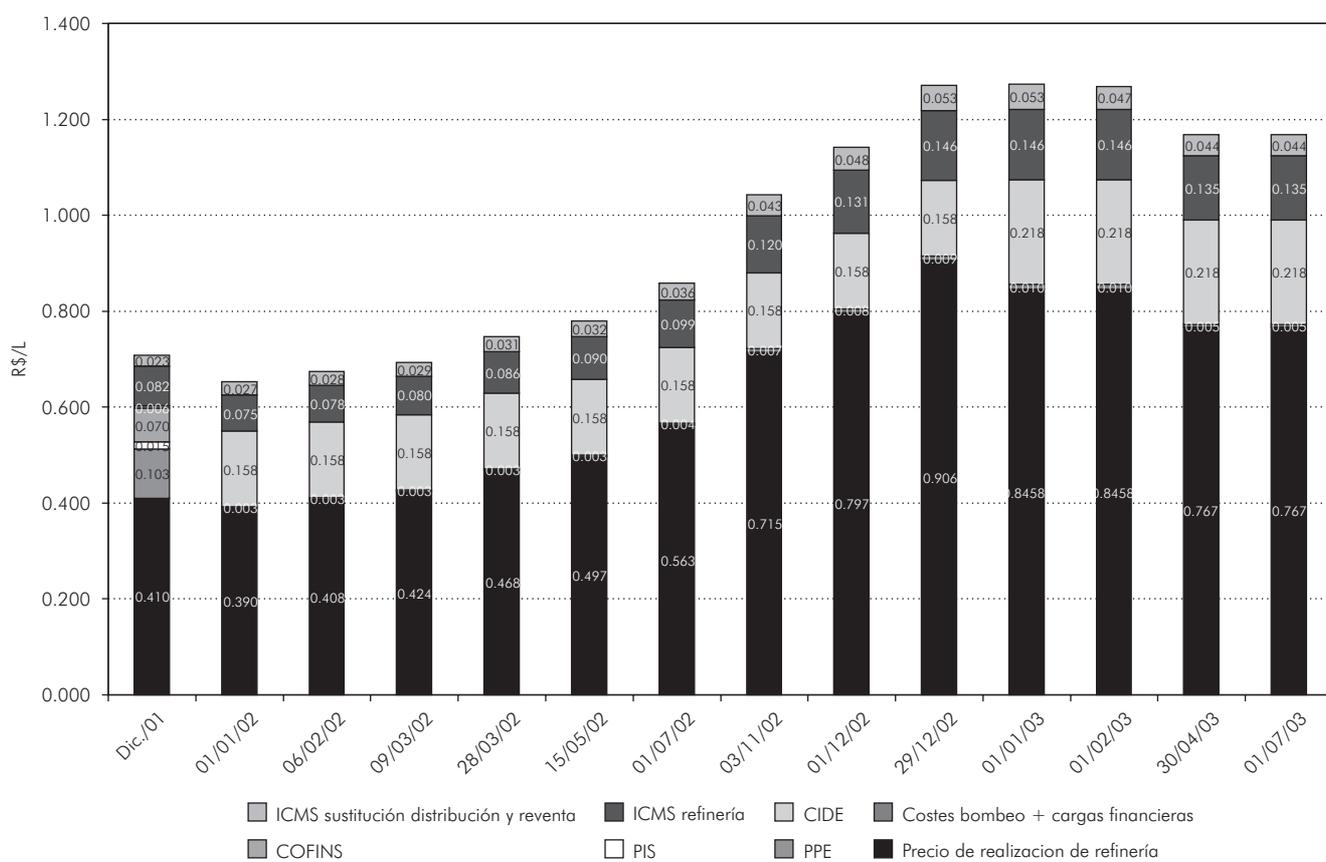


GRÁFICO 6
FORMACIÓN DE PRECIOS DE DIESEL



CUADRO 6

**ESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN
DE COMBUSTIBLES**

| | |
|------------------------------|---|
| Terminales de almacenaje | 32 terminales portuarios 21 terminales terrestres 428 bases de distribución (derivados excepto GLP) |
| Distribuidoras | 139 banderas |
| Puestos de EESS ¹ | 29.804 |

NOTA: ¹ EESS = Estaciones de Servicio.
FUENTE: ANP.

4. ANP

La ANP fue creada en el año 1997 con la finalidad de promover la regulación, la contratación y la fisca-

lización de las actividades económicas integrantes de la industria del petróleo con el objetivo de satisfacer la demanda actual de la sociedad y crear condiciones para la apertura del mercado brasileño.

Todos los segmentos de la cadena de exploración, transporte, refino y distribución están abiertos para la inversión y operación para cualquier empresa, siempre que la misma tenga los prerrequisitos básicos para administrar el negocio.

De esta forma la ANP hoy es responsable de:

- Resolver y elaborar licitaciones para *upstream*.
- Garantizar el suministro del país.
- Arbitrar conflictos entre partes.
- Crear y adecuar porterías para dar seguridad y velocidad a los negocios.
- Garantizar la calidad de los productos.

ANEXO

MAPA A1

**PRINCIPALES GASODUCTOS
Y CONEXIONES DEL MERCADO BRASILEÑO**



ANEXO (continuación)

MAPA A2

GASODUCTO GTB Y TBG





Constituida en 1977

25 años al servicio de la formación

LA FORMACIÓN MÁS ESPECIALIZADA

Programa de Actividades 2002 - 2003

❑ **COMERCIO INTERNACIONAL**

- ❑ CURSO SUPERIOR DE DIRECCIÓN DE COMERCIO EXTERIOR
- ❑ CURSO DE ESPECIALISTAS DE COMERCIO EXTERIOR Y RELACIONES INTERNACIONALES
- ❑ CURSO SUPERIOR DE DIRECCIÓN DE COMERCIO EXTERIOR (a distancia)
- ❑ CURSO BÁSICO DE COMERCIO EXTERIOR
- ❑ CURSO BÁSICO DE COMERCIO EXTERIOR (a distancia)
- ❑ CURSO SUPERIOR DE DERECHO ECONÓMICO INTERNACIONAL (a distancia)
- ❑ CURSO SUPERIOR DE DERECHO DEL COMERCIO INTERNACIONAL (a distancia)
- ❑ CURSO DE FINANCIACIÓN DE PROYECTOS INTERNACIONALES.
- ❑ CURSO DE SUPERIOR DE LOGÍSTICA Y TRANSPORTE INTERNACIONAL
- ❑ CURSO DE NEGOCIACIÓN Y CONTRATACIÓN INTERNACIONAL
- ❑ CURSO DE FINANCIACIÓN MULTILATERAL DEL DESARROLLO

❑ **DIRECCIÓN Y GESTIÓN DE EMPRESAS**

- ❑ CURSO SUPERIOR DE DIRECCIÓN DE EMPRESAS
- ❑ CURSO SUPERIOR DE DIRECCIÓN Y GESTIÓN FINANCIERA DE LA EMPRESA
- ❑ CURSO SUPERIOR DE ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO DE LA EMPRESA
- ❑ CURSO SUPERIOR DE DIRECCIÓN COMERCIAL
- ❑ CURSO SUPERIOR DE DIRECCIÓN DE RECURSOS HUMANOS
- ❑ CURSO SUPERIOR DE DIRECCIÓN DE MARKETING
- ❑ CURSO SUPERIOR DE PUBLICIDAD Y COMUNICACIÓN COMERCIAL
- ❑ CURSO SUPERIOR DE LOGÍSTICA COMERCIAL
- ❑ CURSO DE COMUNICACIÓN EN INGLÉS EMPRESARIAL
- ❑ CURSO DE CONTRATACIÓN CON LAS ADMINISTRACIONES PÚBLICAS
- ❑ CURSO DE GESTIÓN DE STOCKS (a distancia)
- ❑ CURSO DE GESTIÓN ECONÓMICA DEL COMERCIO (a distancia)
- ❑ CURSO DE NEGOCIACIÓN COMERCIAL (a distancia)
- ❑ CURSO DE GESTIÓN DE PERSONAL DE ESTABLECIMIENTOS COMERCIALES (a distancia)

❑ **SEMINARIOS DE ACTUALIDAD**

- ❑ CÓMO EXPORTAR E INVERTIR EN AMÉRICA LATINA
- ❑ CURSO DE INGLÉS PARA EL COMERCIO EXTERIOR
- ❑ PRÁCTICO DE NEGOCIACIÓN BANCARIA
- ❑ COMERCIO ELECTRÓNICO: UNA PERSPECTIVA EMPRESARIAL
- ❑ EL COMERCIO ELECTRÓNICO COMO CANAL DE VENTAS Y EXPORTACIÓN

❑ **PREPARACIÓN DE OPOSICIONES**

- ❑ PREPARACIÓN OPOSICIONES A TÉCNICOS COMERCIALES Y ECONOMISTAS DEL ESTADO
- ❑ PREPARACIÓN OPOSICIONES A DIPLOMADOS COMERCIALES DEL ESTADO

INFORMACION E INSCRIPCIONES:

Centro de Estudios Comerciales. Serrano, 208. 28002 Madrid

Tel.: 91 563 18 15. Fax: 91 564 60 69.

E-mail: ceco@ceco.es <http://www.ceco.es>