

MARCOS REGULATORIOS Y EL ROL DE LAS EMPRESAS ESTATALES DE HIDROCARBUROS

ESTUDIO DE CASO: URUGUAY

Fecha: Noviembre 2007

El autor del presente documento es la Consultora: Rossana Gaudioso

El proyecto está bajo la coordinación de OLADE: Byron Chilibingua, Director de Planificación y Proyectos (e)

Los criterios expresados en el documento son de responsabilidad de los autores y no comprometen a las organizaciones auspiciantes Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (ACDI) y Universidad de Calgary.

Se autoriza la utilización de la información contenida en este documento con la condición de que se cite la fuente.

Indice

Resumen Ejecutivo

Acrónimos

Capítulo 1: Antecedentes significativos

Capítulo 2: Política sectorial

Capítulo 3: Marco legal del subsector hidrocarburos

Capítulo 4: Instituciones y organismos: organización, funciones e interrelaciones

Capítulo 5: Contratos, convenios y concesiones petroleras: organismos competentes, características. Modelos contractuales, regalías y retribuciones

Capítulo 6: Empresas estatales: organización y funciones; análisis y evaluación de desempeño

Capítulo 7: Empresas del sector privado: funciones y análisis de desempeño

Capítulo 8: Estadísticas de las actividades de hidrocarburos

Capítulo 9: Lecciones aprendidas, comentarios y sugerencias

Capítulo 10: Bibliografía consultada

Acrónimos

ANCAP: Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland

CND: Corporación Nacional para el Desarrollo

DINAMA: Dirección Nacional de Medio Ambiente

DNE: Dirección Nacional de Energía

MEF: Ministerio de Economía y Finanzas

MIEM: Ministerio de Industria, Energía y Minería

OPP: Oficina de Planeamiento y Presupuesto

PE: Poder Ejecutivo

URSEA: Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua

Resumen Ejecutivo

El sector energético de Uruguay se caracteriza por una fuerte dependencia de las importaciones de petróleo y derivados, con una participación del 60-65% de la oferta de energía primaria.

Esta situación es particularmente importante en el contexto actual de altos precios internacionales del petróleo y ante la perspectiva de mantenimiento de un escenario de precios crecientes de la energía a largo plazo.

En este sentido, se ha venido registrando una presión creciente sobre las cuentas externas de la economía nacional, representando actualmente las importaciones de petróleo y derivados aproximadamente el 25% del valor de las importaciones totales, y un impacto negativo sobre el nivel de actividad de la economía y la evolución de los precios internos.

En este contexto, y dada de falta de recursos energéticos propios, la estrategia energética adoptada está orientada a garantizar el abastecimiento de energía en condiciones económicas adecuadas, a través de una mejora en las condiciones de acceso y abastecimiento de recursos energéticos fósiles, según surge de la Visión del sector energético de largo plazo establecida en el documento **“Lineamientos de Política Energética – Uruguay 2006”** del Ministerio de Industria, Energía y Minería (agosto, 2006), que recoge la política sectorial del gobierno:

El sistema energético propenderá a asegurar el abastecimiento interno mediante la mejor utilización de los recursos disponibles local y regionalmente, contribuyendo al desarrollo sustentable del país (económico, social, ambiental y político), bajo el rol directriz del Estado. En función de ello se prestará especial atención a la eficiencia energética y a la búsqueda de una mayor diversificación de la matriz energética, incorporando recursos autóctonos, de carácter renovable, con un mayor empleo de mano de obra, un mayor impacto en la actividad productiva, atendiendo a la preservación del ambiente y dinamizando la integración regional. Al mismo tiempo se adecuarán los instrumentos legales e institucionales para el desarrollo del sistema energético, atendiendo a las características nacionales específicas.

A partir de este documento se establece expresamente una definición de política referida al mantenimiento del “rol directriz del Estado” en el sector energético. En este sentido, existe una decisión política de mantener ANCAP como una empresa estatal fuerte, según se recoge en el Plan Estratégico 2007-2011 de ANCAP:

“Ser una empresa integrada de energía de propiedad estatal, líder en el mercado uruguayo de combustibles y lubricantes, de cemento pórtland y en el desarrollo de biocombustibles; con vocación regional...”

En lo que respecta a los objetivos del marco regulatorio del sector hidrocarburos, los principios generales de la política nacional de hidrocarburos son los siguientes (Decreto 584/993 del 23/12/1993):

- Diversificación de las fuentes disponibles de energía y minimización de su costo.
- Estimular la competencia en el mercado energético.
- Fomentar la inversión y el desarrollo eficiente del sector energético.
- Incentivar el mayor grado de competencia entre las empresas del sector, compatible con la eficiencia económica de las actividades reguladas. En especial promover la competencia y apertura de mercados en las actividades de distribución y venta al público de combustibles derivados del petróleo.
- Evitar la concreción de oligopolios o monopolios de hecho o acciones colusivas por parte de los agentes económicos intervinientes.
- Asegurar el ejercicio de la libertad de elección de los consumidores, permitiendo el acceso a la información por parte de los mismos.
- Asegurar a los consumidores el suministro continuo de los combustibles hidrocarburíferos.
- Fomentar el desarrollo tecnológico de la oferta.

A partir de la ley de creación de ANCAP (Ley 8764, de octubre de 1931), se otorga a ANCAP el monopolio legal sobre las actividades de importación, refinación y exportación de petróleo crudo y derivados de petróleo. De acuerdo a la Ley de Hidrocarburos (Ley 14.181), **“la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Pórtland (ANCAP) será el órgano competente para ejecutar todas las actividades y negocios y operaciones de la industria de hidrocarburos, de conformidad con su Carta Orgánica, las normas de esta ley, y los reglamentos y actos del Poder Ejecutivo emitidos en uso de sus potestades constitucionales”**

ANCAP es una empresa estatal, integrada verticalmente, con participación en las distintas etapas de la industria del petróleo y gas natural. Desde el

punto de vista jurídico, ANCAP constituye un Ente Autónomo, por lo que dispone de autonomía en la gestión de la empresa.

La participación privada en el sector derivados está limitada a las actividades de E&P, a nivel nacional y en asociación en los emprendimientos de ANCAP en el exterior, en función del nivel de inversión y riesgo propio de las actividades del upstream.

En la actividad de refinación, se encuentra en estudio la alternativa de la construcción de un módulo para procesamiento de crudos pesados que podría realizarse en un esquema de asociación público-privada.

En el segmento de distribución y comercialización, no se prevé cambios en la estructura del mercado.

En lo que respecta al transporte y distribución de gas natural por redes, se realizan en régimen de concesión pública, por parte de empresas privadas, si bien ANCAP tiene participación en las distintas actividades de la industria de gas natural:

- Producción: a través de la participación de Petrouuguay SA en diversas áreas en Argentina y Venezuela, en asociación con empresas regionales.
- Importación de gas natural (monopolio legal, según la Ley 8.764 de creación de ANCAP)
- Transporte de gas natural: propietaria del Gasoducto del Litoral y tiene una participación del 20% en la propiedad del Gasoducto Cruz del Sur.
- Distribución de gas natural: ANCAP tiene una participación del 45% en el capital accionario de CONECTA SA distribuidora de gas natural por redes del Interior del país), en sociedad con Petrobras Energía SA (55%).

La dirección de ANCAP se encuentra a cargo de un Directorio integrado por tres miembros designados directamente por el Poder Ejecutivo. Si bien se trata de cargos políticos, a partir de la actual administración de gobierno, se ha tendido a profesionalizar la dirección de la empresa, por lo que los cargos del directorio son político-técnicos.

En lo que respecta a los cargos gerenciales de la empresa, los mismos son funcionarios de carrera pertenecientes a la estructura funcional de la empresa.

En lo que respecta al seguimiento y control de la gestión de la empresa, el Plan Operativo Anual y el Presupuesto Quinquenal y el Presupuesto de Inversiones de la empresa, deben ser aprobados por el PE, a través de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto.

La definición del Plan Estratégico de la empresa, es competencia de ANCAP. Una vez definido es presentado a consideración del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), de forma de garantizar que el mismo esté alineado con los objetivos y estrategias de política energética establecidas por el MIEM.

El precio de los combustibles es fijado directamente por el PE, a propuesta del Directorio de ANCAP, previo acuerdo con las autoridades del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) y la Oficina de Planeamiento y Presupuesto.

El control de la gestión de la empresa es realizado a través de los organismos de contralor de la Administración Central.

En lo que respecta a los procedimientos de compras, contrataciones de personal, inversiones y cualquier otro tipo de contratación, deben realizarse de acuerdo al régimen de compras y contrataciones que rige para la Administración Central. El Tribunal de Cuentas constituye el organismo de contralor que interviene a lo largo de este proceso y supervisa que el proceso de contratación se realice de acuerdo a las normas de la administración central.

Anualmente, ANCAP debe contratar una auditoria externa, independiente, de evaluación de la gestión económico-financiera de la empresa. Los resultados económico-financieros y balances de la empresa, son de difusión pública.

En materia de distribución y comercialización de derivados del petróleo, no existe un marco regulatorio establecido por el Poder Ejecutivo. En la práctica ha existido hasta ahora un marco regulatorio determinado por los contratos de ANCAP con las empresas distribuidoras. A través de estos contratos, ANCAP define el margen de comercialización de la distribuidora y el margen del estacionero, las especificaciones técnicas y los rangos de calidad de los productos y las normas de seguridad que deben regir el transporte y almacenaje.

En el caso del sector de gas natural, el modelo de desarrollo y regulación que se impulsó a nivel nacional durante la década del noventa se basó esencialmente en el modelo de regulación del mercado argentino.

El desarrollo del mercado de gas natural, en función del nivel de inversión que requiere el desarrollo de la infraestructura de transporte y distribución, se buscó impulsar a través de la participación del sector privado, mediante la figura de contratos de concesión pública.

Sin perjuicio de ello, el desarrollo de la infraestructura fue posible a través de la participación de las empresas del Estado, a través de la financiación del Gasoducto del Litoral por parte de ANCAP y la firma de un contrato de transporte firme por parte de UTE (empresa eléctrica) que permitió viabilizar la construcción del Gasoducto del Sur y el ingreso del gas natural.

En lo que respecta al desarrollo del mercado de gas natural, se considera que la ausencia de un marco legal previo, en particular la ausencia de una Ley de Marco Regulatorio del sector, constituye una fuerte limitación, en la medida que el desarrollo del sector quedó pautado por las condiciones establecidas en los contratos de concesión y el desempeño comercial de las empresas.

En lo que respecta a la evaluación general del sector hidrocarburos, un aspecto a resaltar se vincula a la debilidad institucional que caracteriza al Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) y el organismo regulador (URSEA) en relación a las empresas del sector (públicas y privadas).

A esto se añade la ausencia de un marco regulatorio e institucional que determine con precisión las funciones y competencias de cada una de las instituciones del sector energético, lo que se traduce en la falta de claridad y confusión de las funciones de política, regulación y empresarial.

Desde el punto de vista económico, ANCAP presenta un buen resultado económico, con una utilidad promedio de US\$ 50 MM/anual. No requiere de asistencia financiera del Estado.

En lo que respecta a las desventajas vinculadas a la participación de una empresa estatal, las mismas se vinculan al hecho de que tradicionalmente la dirección de la empresa ha sido política y no técnica, lo que determina falta de continuidad en las políticas y cambios en la conducción de la empresa en función de los cambios de administración.

Los inconvenientes que se visualizan en la gestión empresarial de ANCAP están asociados a las limitaciones en la gestión de factores del negocio tales como inversiones, procedimientos de compras y contrataciones de la Administración Pública, que dan lugar a la existencia de sobrecostos y

demoras en los plazos de tramitación, y cuestiones derivadas de la escala de la Refinería de ANCAP.

Un aspecto a señalar es la participación de ANCAP en negocios actualmente deficitarios, en algunos casos ajenos al negocio principal de la empresa, que afectan negativamente la situación financiera de la empresa.

En lo que respecta a la industria de gas natural, el sector no cuenta aún con un marco general contenido en una única ley que establezca el marco regulatorio del sector, existiendo un conjunto de leyes y decretos parciales que regulan las distintas actividades de la industria, lo que da lugar a la existencia de vacíos legales.

A partir de la crisis energética regional y las restricciones establecidas por Argentina a la exportación de gas natural, existe incertidumbre en cuanto a la disponibilidad de gas natural en el mercado regional y sobre los costos de abastecimiento para el Uruguay, lo que ha determinado que no exista claridad por parte de las autoridades del sector acerca del rol del gas natural dentro del desarrollo futuro del sistema energético nacional.

A partir de las consideraciones expuestas, es posible establecer las siguientes recomendaciones generales:

- ☑ Elaboración de un Plan Energético de largo plazo por parte del MIEM a través del cual se expliciten los objetivos y estrategias de política energética correspondientes al sector derivados del petróleo y gas natural.
- ☑ Retomar y jerarquizar el rol de política y la planificación de largo plazo por parte del MIEM, en coordinación con las políticas sectoriales de las empresas del Estado.
- ☑ Fortalecer el marco regulatorio e institucional del sector hidrocarburos (petróleo y gas natural):

Desde el punto de vista institucional, se considera necesario fortalecer las actividades de formulación de políticas y planificación energética nacional por parte de la Dirección Nacional de Energía del MIEM, y la URSEA, en su carácter de organismo regulador.

Desde el punto de vista regulatorio, se recomienda avanzar en la definición del marco regulatorio de la distribución y comercialización de hidrocarburos y combustibles líquidos.

Esto implica la consideración de los contratos actuales de distribución, la determinación de los mecanismos de fijación de los márgenes de distribución y fijación de precios máximos de venta en las distintas etapas de comercialización (regulados) y la normativa y procedimiento de control de la calidad de los productos.

Elaboración de una Ley de Marco regulatorio del sector gas natural

Capítulo 1: Antecedentes significativos

En este capítulo se presenta una descripción general de las principales características del sector energético de Uruguay y los principales aspectos del marco legal e institucional del sector.

1.1 Marco legal e institucional

El sector energético en Uruguay se caracteriza por una fuerte participación de empresas estatales, de carácter monopólico, como son UTE en electricidad¹ y ANCAP en petróleo, dependientes del Poder Ejecutivo a través del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). La planificación y ejecución de la política energética está a cargo de la Dirección Nacional de Energía, siendo la Oficina de Planeamiento y Presupuesto la que supervisa e incide decisivamente sobre los niveles de inversión, tarifas y endeudamiento de las empresas públicas.

La participación privada en el sector energético estuvo tradicionalmente restringida a la distribución y comercialización de derivados de petróleo y gas licuado de petróleo (supergás) y la distribución de gas por cañería en Montevideo, a partir del año 1994 en que es privatizada la antigua Cia. del Gas (empresa estatal).

A partir de la aprobación en el año 1997 de la Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico (Ley 16.832), se inicia el proceso de reforma del sector energético e introducen modificaciones en la estructura institucional del sector eléctrico.

¹ En el sector eléctrico únicamente las actividades de transmisión y distribución son de carácter monopólico (UTE). En el caso de la generación existen otros agentes en el mercado, entre los que es importante señalar la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTM), de propiedad estatal.

A partir de la aprobación de la Ley 17.598 (diciembre 2002), se crea la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), a cargo de la regulación y el control de las actividades correspondientes a los sectores de electricidad, hidrocarburos (petróleo y gas) y el servicio de agua y saneamiento.

En el caso del sub-sector petrolero, ANCAP ha venido desarrollando una política de asociaciones con actores privados en diversas actividades de exploración y explotación en el exterior y en el sector de transporte y distribución de gas natural, y más recientemente en el mercado de gas licuado de petróleo (GLP).

Desde el punto de vista legal, la Ley de Desmonopolización de importación, exportación y refinación de petróleo crudo (Ley 17.448), constituye el marco legal a través del cual se buscó impulsar la reforma del sector hidrocarburos. La Ley establecía la derogación del monopolio de importación, refinación de petróleo crudo y derivados por parte de ANCAP y habilitaba la asociación de ANCAP con empresas privadas.

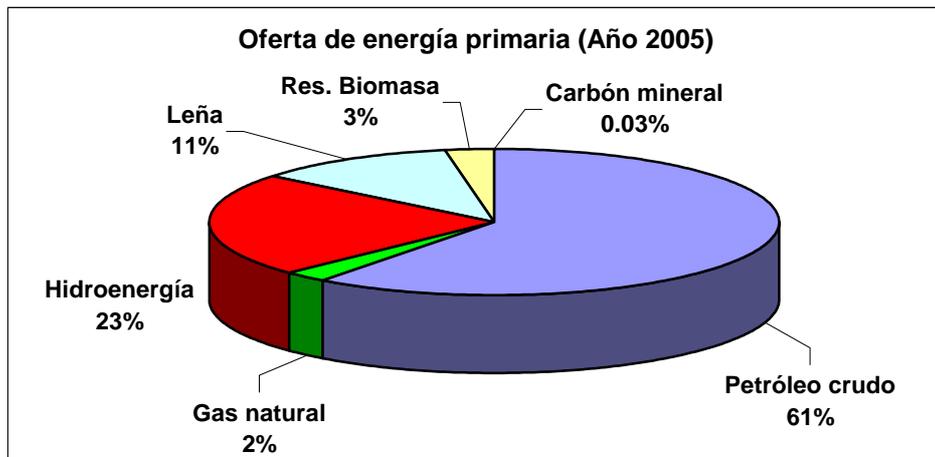
En noviembre de 2003, la Ley fue sometida a plebiscito, siendo derogada. A partir de la derogación de la Ley se “congeló” el proceso de desregulación del sector, en particular en lo que respecta a la definición relacionada con la gestión de ANCAP.

Desde el punto de vista de la regulación del sector de derivados del petróleo, a partir de la aprobación del Decreto 556/003 (31 diciembre de 2003), se definen las políticas y pautas para la regulación del mercado de derivados y se asigna a la URSEA el cometido de elaborar un proyecto de regulación del sector que recoja estas definiciones. No obstante, a la fecha aún no se ha reglamentado la actividad de distribución de combustibles, por lo que la misma se encuentra regulada por contrato (ANCAP y distribuidoras).

El transporte y distribución de gas natural se realizan en régimen de concesión, por parte de empresas privadas.

1.2 Características generales del sector energético

Uruguay no dispone de reservas de combustibles fósiles por lo que la oferta primaria de energía se concentra en la importación de petróleo crudo (55% - 60% de la oferta).



Fuente: Balance Energético Nacional 2005, DNE.

La oferta de energía es escasamente diversificada, con fuerte dependencia del petróleo y la energía hidroeléctrica. La elevada participación de la energía hidroeléctrica en la matriz energética nacional (en torno al 25-30% dependiendo de las condiciones de hidraulicidad anual) es particularmente importante si se considera que en su mayoría se trata de proyectos hidroeléctricos con escasa capacidad de embalse, y por lo tanto escaso margen de regulación, lo que genera una fuerte dependencia de la producción de energía de las condiciones hidrológicas anuales.

La posibilidad de construir aprovechamientos hidroeléctricos a gran escala se encuentra prácticamente agotada, lo que condiciona fuertemente las posibilidades de expansión del sistema de generación eléctrica hacia la expansión de la capacidad de generación térmica local a gas natural y/o otros combustibles (central dual), y la importación de energía eléctrica de Argentina y Brasil (integración eléctrica regional).

La participación del gas natural en la matriz energética nacional es prácticamente marginal (2% de la oferta de energía). El ingreso del gas natural se concretó a finales del año 1998 a partir de la entrada en operación del Gasoducto del Litoral (Paysandú-Entre Ríos) y el Gasoducto del Sur (Buenos Aires-Montevideo), en operación desde el año 2002.

Si bien se previó que a partir del ingreso del gas natural se daría un fuerte proceso de sustitución del consumo de otras fuentes, particularmente a nivel residencial e industrial, el grado de penetración de esta fuente en el mercado es reducido. Esto obedece, fundamentalmente, al nivel de precios relativo del gas natural, ya que no resulta competitivo respecto a sus sustitutos. Por otra parte, a partir de la crisis energética del año 2004, Argentina ha venido imponiendo restricciones a las exportaciones de gas, particularmente en el

caso de los usuarios interrumpibles (sector industrial), y por lo tanto no se haya impulsado una política de desarrollo del mercado de gas.

La composición del abastecimiento energético de Uruguay se caracteriza por un alto grado de dependencia del abastecimiento externo (petróleo, gas natural y energía eléctrica, dependiendo de las condiciones de hidraulicidad anual).

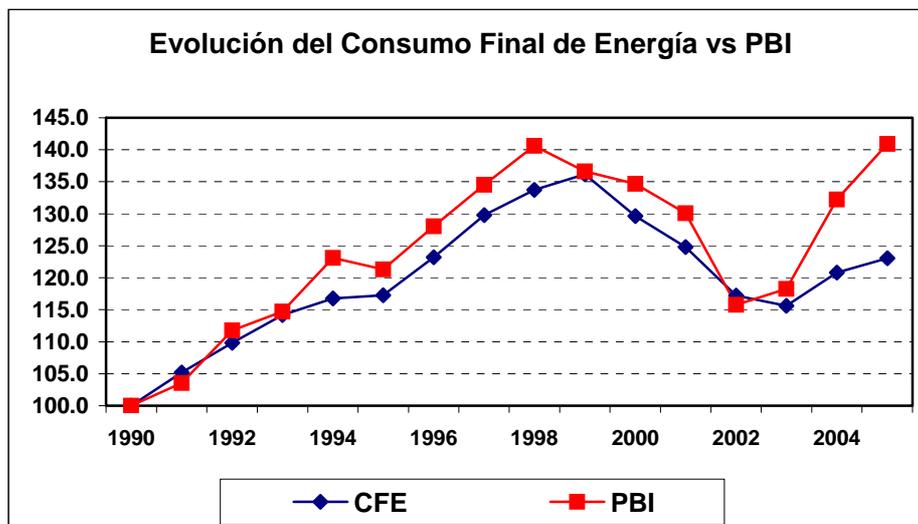
Dado que el país no dispone de recursos energéticos, el crecimiento de la demanda de energía deberá atenderse mediante un aumento en las importaciones, por lo que es esperable un aumento en el grado de dependencia externa en el mediano plazo.

Consumo final de energía

El consumo final de energía de Uruguay (CFE) alcanzó en el año 2005 a 2.315 Ktep, lo que representa un consumo per cápita de 717 kep /habitante (kilogramos equivalentes de petróleo/habitante).

La evolución del consumo de energía en los últimos años evidencia un crecimiento sostenido, con una tasa de crecimiento de 2.6% acumulativo anual durante el período 1990-2000, frente a una evolución en el nivel de actividad económica, medida a través del PBI, del 3% a.a.. A partir del año 2001, se registra una caída importante en el consumo de energía como consecuencia del impacto de la crisis económica (durante el período 2001-2003 el consumo de energía se redujo un 7.4%).

A partir del año 2004, asociado a la salida de la crisis y la recuperación de la economía, el consumo final de energía registra un crecimiento sostenido, si bien aún no alcanza a recuperar los niveles previos a la crisis.



Fuente: Balance Energético Nacional 2005, DNE.

El consumo final de energía per cápita resulta bajo en la comparación regional y mundial. En 2004 el consumo de energía per cápita fue de 713 kep/habitante, inferior al de Brasil (898 kep/hab.), Argentina (1138 kep/hab) y Chile (1309 kep/hab).

Este resultado se explica, en parte, por la baja participación del consumo industrial en el consumo final de energía (aproximadamente 20%), la escasa presencia de industrias intensivas en el uso de energía y la baja intensidad energética de la industria, y la importancia del sector servicios en la estructura productiva de la economía nacional.

Más allá de esta consideración, este resultado deja en evidencia el potencial de crecimiento del consumo final de energía per cápita por lo que, en ausencia de políticas específicas de mejoras de eficiencia energética, es posible prever se registre un crecimiento del consumo final de energía en los próximos años, dependiendo de la evolución del ingreso y el ritmo de crecimiento de la economía.

En lo que respecta a los factores que explican el crecimiento del consumo final de energía, hasta el año 2000 estuvo impulsado por la expansión de la demanda de energía eléctrica (5.4% a.a. durante el período 1990-2000) y el consumo de derivados del petróleo (3.5% a.a.), en este último caso asociado al desarrollo del sector transporte y la expansión del consumo de supergas a nivel residencial. A partir del año 2001 se observa una fuerte reducción en el consumo de energía (-7.4%) como consecuencia de la caída en la actividad

económica (-8.8% del PBI en el período 2001-2003) y el aumento en el precio de los derivados del petróleo.

Estructura del consumo final de energía por fuente

En relación a la participación de las distintas fuentes energéticas en el consumo final, los derivados del petróleo representan la principal fuente de energía (53% del consumo de energía final).

Estructura de consumo por fuente:

Fuente energía	1990	2000	2005
Leña	25,2%	15,7%	17,3%
Residuos de biomasa	3,1%	1,4%	1,8%
Carbón y derivados	0,0%	0,0%	0,1%
Derivados petróleo (inc. gas distribuido)	54,3%	59,0%	53,3%
Gas natural	---	1,2%	3,5%
Electricidad	17,4%	22,6%	24,0%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: Balance Energético Nacional 2005, DNE.

Estructura del consumo final de energía por sector

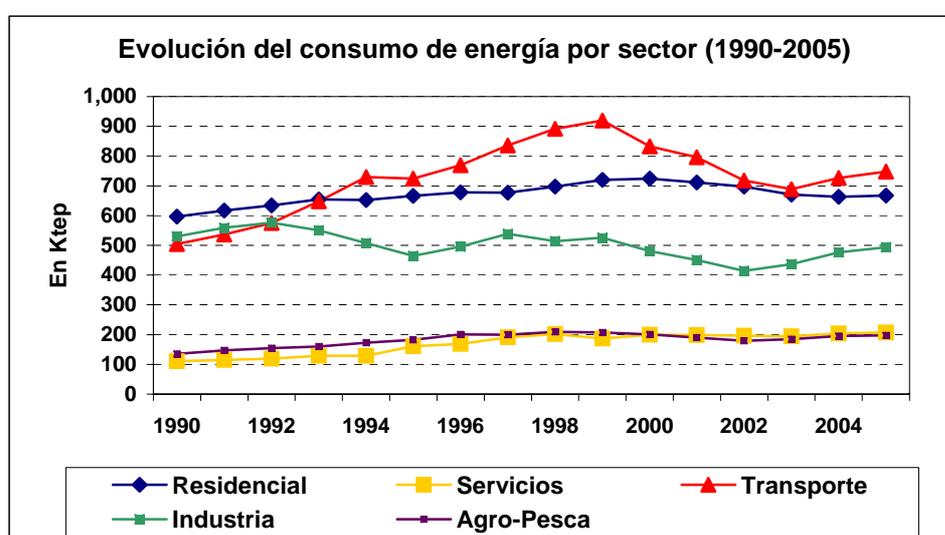
La evolución del consumo final de energía por sector durante el período 1990-2000, se caracteriza por un fuerte incremento en la participación del sector transporte a instancias de una pérdida de participación del sector industrial. El proceso de ajuste seguido por la economía uruguaya en ese período, generó una caída en el nivel de actividad del sector industrial (como resultado del proceso de apertura de la economía) y un fuerte crecimiento del parque automotriz (entre otros factores como consecuencia de la política cambiaria adoptada), que explica la evolución del consumo de energía.

Según surge de los datos correspondientes al período 2001-2003, la caída del consumo afectó a todos los sectores, especialmente al sector transporte, como consecuencia de la caída del ingreso y el fuerte incremento registrado en el precio de los combustibles.

Estructura de consumo final por sector:

Sector	1990	2005	Tasa crec. a.a. 1990-2000	Tasa crec. a.a. 2001-2003
Residencial	31,7%	28,8%	2,0%	-2,9%
Servicios	5,9%	9,0%	6,0%	-1,1%
Transporte	26,8%	32,2%	5,1%	-7,0%
Industria	28,2%	21,3%	-1,0%	-1,6%
Agro-pesca	7,2%	8,5%	4,0%	-1,5%
Otros no identificados	0,3%	0,1%	-5,9%	-17,4%
TOTAL	100,0%	100,0%	2,6%	-3,8%

Fuente: Balance Energético Nacional 2005, DNE.



1.3 Principales lineamientos de la Política Energética nacional durante la década '90

En el contexto general del proceso de reforma del sector energético que se registró en la región durante la década del '90, a nivel nacional se adoptaron determinadas definiciones de política energética a través de las cuales se buscó promover una apertura del sector energético.

A diferencia de otros países de la región, este proceso no se concretó a través de un proceso de privatización. En el año 1992 se derogó mediante referéndum la ley que habilitaba la posibilidad de privatizar las empresas del Estado.

A continuación se presenta un análisis de los objetivos de política energética y las líneas estratégicas adoptadas en el caso particular de Uruguay durante la década del '90.

Objetivos de política energética

Los objetivos de política energética enunciados fueron los siguientes:

- ❑ Asegurar el abastecimiento de energía en condiciones de seguridad y calidad adecuadas, al mínimo costo posible (seguridad de abastecimiento).
- ❑ Lograr una modificación de la matriz energética nacional, mediante la diversificación de los recursos energéticos utilizados y la incorporación de fuentes energéticas que permitan desarrollar procesos más eficientes y de menor impacto ambiental (gas natural, energías renovables, etc.).
- ❑ Separación de los roles del Estado de fijación de políticas, regulación y empresarial.
- ❑ Promover la participación de actores privados en las actividades del sector energético, e introducción de condiciones de competencia en aquellas actividades donde la misma sea conveniente desde el punto de vista económico y regular las actividades de naturaleza monopólica.
- ❑ Abatimiento de las tarifas energéticas (eficiencia económica), convergencia de precios de los energéticos en Uruguay al nivel de la región; mayor transparencia en el proceso de formación de los precios, y eliminación de subsidios cruzados.

El objetivo central de la política energética es garantizar la seguridad del abastecimiento energético en condiciones de eficiencia. De acuerdo al marco teórico que sirve de fundamentación al proceso de reforma del sector energético nacional, para garantizar el abastecimiento energético en condiciones de eficiencia económica, y por lo tanto al mínimo costo de abastecimiento dado los recursos disponibles, es necesario introducir competencia en el mercado (introducir condiciones de disputabilidad en los mercados), que se traduzca en una mejora de eficiencia y una reducción del precio final de la energía.

Desde el punto de vista teórico, esta fue la orientación de la política energética impulsada por el gobierno durante la década del '90 y primeros años del 2000. Esto determinó que las definiciones de política energética estuvieran orientadas hacia la apertura del mercado eléctrico, el ingreso de nuevos actores en el sector de hidrocarburos y la creación de un marco regulatorio similar al argentino que permitiera una mayor integración con este mercado.

A partir de estos objetivos, las líneas estratégicas definidas fueron las siguientes:

☑ **Apertura del mercado eléctrico**

A través de la apertura del mercado, se buscó generar condiciones para el ingreso de nuevos actores al mercado (capitales privados) y la creación de un mercado competitivo.

La apertura del mercado eléctrico se plasmó en el diseño de un nuevo marco regulatorio (Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico, 1997) cuyos aspectos centrales son: apertura de la generación (actividad libre), creación de un mercado mayorista, introducción de mecanismos de competencia entre generadores para el abastecimiento a distribuidores y grandes consumidores, establecimiento del principio de libre acceso no discriminatorio a las redes de transporte y distribución, régimen de libre contratación para grandes consumidores y reducción paulatina de los límites para ser considerado “gran consumidor” (liberalización del mercado); desintegración vertical de la empresa estatal de electricidad en unidades de negocios independientes.

Paralelamente, se promueve una flexibilización del comercio regional mediante la posibilidad de realizar contratos de importación e intercambio spot o de oportunidad (pueden participar en el abastecimiento generadores locales y extranjeros; posibilidad de acceso de los grandes usuarios al mercado argentino), en electricidad y gas natural.

² A partir del año 2005 con el cambio de conducción en el gobierno nacional se registra un cambio en la orientación de la política energética. Por otra parte, el cambio en el escenario regional generado a partir de la crisis energética del año 2004, dejó en evidencia la escasa sustentabilidad del modelo impulsado durante los '90 y la incapacidad de garantizar la seguridad de abastecimiento.

☑ **Incorporación del gas natural a la matriz energética**

El ingreso del gas natural contribuye a asegurar el abastecimiento de energía mediante la diversificación de las fuentes de abastecimiento, reducción de la dependencia del petróleo.

El ingreso del gas natural apunta a crear condiciones para el ingreso de nuevos actores en generación (disponibilidad de gas natural para generación) y un aumento en la competencia en el abastecimiento de la demanda: competencia electricidad-gas.

A través del ingreso del gas natural, se esperaba obtener una reducción significativa en el costo de generación y una reducción general de las tarifas de las distintas fuentes energéticas. Esto presuponía un precio del gas en el mercado competitivo con los sustitutos cercanos (la estructura de precios relativos actual indica que este objetivo no se cumplió).

☑ **Integración energética regional (electricidad y gas natural)**

La integración energética regional constituye una de las principales líneas estratégicas.

A través de la integración se esperaba alcanzar los siguientes objetivos: seguridad de abastecimiento y abatimiento de tarifas.

Desde el punto de vista conceptual, se considera un concepto de integración entendido como “libre circulación de productos y servicios energéticos”. A partir de esta definición, se considera necesario la eliminación de las restricciones al intercambio entre los países, lo que deriva en el diseño de un marco regulatorio compatible con este objetivo.

La liberalización del mercado energético es funcional a la estrategia de integración. El objetivo es eliminar los obstáculos al comercio regional (apertura del mercado a nuevos actores). En este sentido, la estrategia de desarrollo del sector a nivel nacional, esto es la apertura del mercado nacional, estuvo supeditada a la estrategia de integración regional.

La prioridad es la integración regional y la apertura del mercado nacional se plantea como una necesidad para garantizar el libre comercio.

Por otra parte, se establece que la profundización de la apertura de la economía al comercio regional, obliga a mantener los precios internos

alineados con los vigentes en la región (convergencia de precios región-marco teórico).

Se establece expresamente la importancia para Uruguay de la integración regional como mecanismo para incrementar la competencia (importaciones podrían desempeñar el rol de la competencia potencial y la disponibilidad de gas competencia en generación) y disminuir los riesgos de abastecimiento.

☑ **Ingreso de nuevos actores al mercado**

Se considera imprescindible la participación del capital privado en la construcción y explotación de las nuevas obras de infraestructura del sector que requieren grandes recursos financieros (promover la inversión de largo plazo por medio de la introducción de incentivos adecuados a la inversión privada).

No se menciona expresamente una política de eficiencia energética.

En el caso particular del sector combustibles, el proceso de apertura del sector se buscó a través de un esquema de asociación de la empresa estatal (ANCAP) con el capital privado, apertura del mercado de derivados (libertad de importación).

En el caso particular de Uruguay el subsector gas natural se desarrollo desde un inicio en base a capitales privados. Las pautas generales de organización del sector definidas fueron las siguientes:

- Competitividad en todos los segmentos de la industria con reducción de las barreras artificiales.
- Eficiencia en el sector.
- Seguridad, regularidad y confiabilidad del suministro del gas.
- Establecimiento de tarifas justas y adecuadas que permitan el desarrollo eficiente y sostenido de las actividades reguladas.
- Tratamiento no discriminatorio a los solicitantes y a los usuarios de los servicios, entendiendo por tal el trato igualitario en condiciones similares.
- Protección del medio ambiente.

En lo que respecta al rol del Estado, se establece la separación de las funciones de fijación de política, regulación y empresarial.

Otro aspecto a destacar, es la ausencia de planificación que caracteriza al sector durante este período.

Capítulo 2: Política sectorial general

2.1 Lineamientos de política energética del gobierno a partir del año 2005

A partir de la crisis energética del año 2004, queda en evidencia la debilidad del modelo de desarrollo del sector impulsado durante la década del '90, y la insuficiencia de los mecanismos de mercado para garantizar la seguridad de abastecimiento. Esto se traduce en la necesidad de retomar el Estado un rol activo en el sector energético, y la planificación energética de largo plazo.

A partir de este nuevo contexto, se plantea un nuevo escenario de política energética. La política sectorial del gobierno se recoge en el documento “**Lineamientos de Política Energética – Uruguay 2006**” del Ministerio de Industria, Energía y Minería (agosto, 2006).

Objetivo: garantizar la seguridad del abastecimiento al mínimo costo posible, en el mediano y largo plazo.

Las opciones energéticas disponibles para atender este objetivo están condicionadas por el contexto regional en lo que respecta a la disponibilidad de recursos, estructura de los mercados regionales, disponibilidad de infraestructura de interconexión, etc.

Dicho documento define la siguiente **visión del sector energético a largo plazo**:

“El sistema energético propenderá, a asegurar el abastecimiento interno al menor costo posible y con la calidad adecuada, bajo el rol directriz del Estado, y con participación de actores públicos y privados, mediante la mejor utilización de los recursos disponibles local, regionalmente e internacionalmente, contribuyendo al desarrollo sustentable del país (económico, social, ambiental y político).”

En función de ello se prestará especial atención a la eficiencia energética y a la búsqueda de una mayor diversificación de la matriz energética, incorporando recursos autóctonos, especialmente de carácter renovable, con un mayor empleo de mano de obra, un impacto en la actividad productiva,

atendiendo a la preservación del ambiente y dinamizando la integración regional.

Al mismo tiempo se adecuarán los instrumentos legales para el desarrollo del sistema energético, atendiendo a las características nacionales específicas”.

2.2 Objetivos y líneas estratégicas

☑ Conformación de un sistema de abastecimiento de energía eléctrica robusto que atienda el suministro al menor costo posible:

- Instalación de potencia de respaldo a nivel local que admita el uso de tecnologías y fuentes diversas.
- Búsqueda de nuevas modalidades de intercambio internacional y ampliación de la interconexión con Brasil.
- Formulación de un Plan de Referencia para la expansión de la generación eléctrica.

☑ Mejorar las formas de acceso y abastecimiento de recursos energéticos fósiles, disminuyendo el impacto de la importación de combustibles sobre la economía nacional:

- Impulsar la prospección y exploración de hidrocarburos en territorio nacional y en la plataforma continental.
- Evaluar el potencial de instalación de reservorios locales de gas natural.
- Desarrollar la producción de hidrocarburos en el exterior.
- Ampliar las opciones de procesamiento de crudos de la refinería.
- Mantener actualizado el análisis de nuevas fuentes de energía, tales como reservas de esquistos bituminosos, carbón, etc.
- Establecer líneas de acción que permitan mejorar la matriz de consumo de derivados de petróleo (a modo de ejemplo, se menciona promover acciones que permitan corregir el desajuste de la estructura de producción y demanda de derivados).
- Analizar las posibilidades de incorporar el carbón a la matriz energética.

☑ Definición sobre participación del Gas Natural en la matriz energética:

- Negociar y poner en ejecución el contrato de gas existente con Argentina para generación de energía eléctrica y la posibilidad de usos alternativos.

- Participación en la construcción y/o ampliación de gasoductos multilaterales como estrategia de acceso a las reservas de gas de la región y a la capacidad de transporte.
 - Evaluación de opciones de abastecimiento de gas natural alternativas: instalación de una planta de regasificación de GNL.
- ☑ **Avance significativo en la incorporación de fuentes alternativas de energía (en especial biocombustibles, así como generación eólica y biomasa):**
- Generar fondos específicos que permitan financiar la implementación de políticas de desarrollo de estas fuentes.
 - Sistematizar y completar la evaluación del potencial de estos recursos.
 - Desarrollo de proyectos pilotos
 - Formular un marco normativo que permita promover el desarrollo de fuentes nuevas y renovables en el sistema energético.
 - Promover especialmente la articulación de cadenas productivas de fuentes renovables de energía.
 - Consolidar la conformación de grupos interinstitucionales del ámbito estatal y el intercambio con el sector privado y académico.
- ☑ **Consolidación de la Política de Eficiencia Energética:**
- Dinamizar las acciones en energía eléctrica que forman parte del Proyecto de Eficiencia Energética en curso. Ampliar estas acciones al sector hidrocarburos.
 - Proponer y apoyar Programas de uso eficiente en sectores como el transporte, vivienda, etc., así como un plan de disminución de pérdidas en los sistemas de distribución.
 - Elaborar una Ley de Eficiencia Energética como marco general a acciones de largo plazo.
- ☑ **Adecuación del marco regulatorio del sector energético:**
- Aprobación de una Ley de Marco Regulatorio del sector gasífero.
 - Establecer la regulación de calidad de hidrocarburos y biocombustibles.
 - Adecuar el marco regulatorio del sector eléctrico, consolidando los roles de la URSEA y la Administradora del Mercado Eléctrico (ADME), desarrollando la potencia y eficiencia en la empresa pública y habilitando los mecanismos para el desarrollo de la participación privada en generación, con fuerte acento en la generación distribuida, renovable y de respaldo.

☑ **Incremento del acceso de sectores en situación de pobreza extrema al abastecimiento de los diversos usos de energía:**

- Generar una canasta básica energética, en coordinación con el resto de las políticas sociales.
- Promover y difundir la seguridad y el uso eficiente de la energía.
- Facilitar el acceso a la energía a través de la política tarifaria.

☑ **Articulación y coordinación entre actores e instituciones energéticas, respondiendo a una visión global, apoyando la formulación de políticas y planes:**

- Fortalecer las capacidades humanas y materiales del MIEM-DNETN.
- Sistematizar la coordinación entre los actores e instituciones del sector, tanto nacionales como internacionales.
- Adoptar, en forma consistente las decisiones que atiendan paralelamente al corto, al mediano y al largo plazo.
- Desarrollar acciones hacia la elaboración de un Plan Energético Nacional.

Capítulo 3: Marco legal del sector hidrocarburos

3.1 Principales características del sector petróleo y derivados líquidos

3.1.1 Aspectos institucionales y marco regulatorio del sector combustibles líquidos

La Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland (ANCAP) detenta el monopolio de la importación y refinación de petróleo crudo y de la producción, exportación e importación de derivados (Ley 8.764 de creación de ANCAP, del 15/10/31).

Desde el punto de vista institucional, ANCAP es una empresa estatal, depende del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), en tanto que la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP) realiza una función de contralor, vinculada a los aspectos relacionados con el nivel de tarifas e inversiones.

A partir de la aprobación de la Ley 17.598 (diciembre 2002), se crea la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), a cargo de la regulación y el control de las actividades correspondientes a los sectores de electricidad, hidrocarburos (petróleo y gas) y los servicios de agua y saneamiento.

Desde el punto de vista del marco regulatorio del sector, a fines del año 2001 se aprobó una Ley por la cual se establecía la desmonopolización de la importación, exportación y refinación de petróleo crudo y la exportación de derivados de petróleo establecida a favor de ANCAP, siendo éste el instrumento a través de la cual se buscó impulsar la reforma del sector hidrocarburos (Ley 17.448).

Específicamente, la Ley 17.448 establecía la derogación paulatina del monopolio de importación, refinación de petróleo crudo y derivados por parte de ANCAP y habilitaba la asociación de ANCAP con un socio privado. Asimismo, establecía que el precio máximo de venta de los combustibles en “puerta de refinería” (sin impuestos), debería ubicarse en un nivel similar al precio de paridad de importación. No obstante, el proceso de desmonopolización no fue concretado, ya que la ley fue derogada mediante plebiscito en noviembre de 2003.

Actualmente, el marco regulatorio del sector derivados del petróleo se encuentra contenido en las siguientes disposiciones:

- Ley 8.764 de creación de la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) (10/14/1931); la misma atribuye a la empresa el cometido de “explorar y administrar el monopolio del alcohol y carburante nacional y de importar, rectificar y vender petróleo y sus derivados”.
- Ley 14.181 del 29/3/1974, denominada Ley de Hidrocarburos, en la que se establecen disposiciones vinculadas a la exploración y explotación de hidrocarburos.
- Ley 15.312: Establece que los precios de venta de los productos monopolizados por ANCAP deberán ser establecidos mediante la aprobación del Poder Ejecutivo (8/20/1982)
- Decreto 584/993 del 23/12/1993, establece que el Ministerio de Industria, Energía y Minería fijará la política energética en materia de hidrocarburos y las normas generales que regulen dicha actividad.

En particular, establece los siguientes principios generales de la política nacional de hidrocarburos:

- Diversificación de las fuentes disponibles de energía y minimización de su costo.
- Estimular la competencia en el mercado energético.
- Fomentar la inversión y el desarrollo eficiente del sector energético.
- Incentivar el mayor grado de competencia entre las empresas del sector, compatible con la eficiencia económica de las actividades reguladas. En especial promover la competencia y apertura de mercados en las actividades de distribución y venta al público de combustibles derivados del petróleo.
- Evitar la concreción de oligopolios o monopolios de hecho o acciones colusivas por parte de los agentes económicos intervinientes.
- Asegurar el ejercicio de la libertad de elección de los consumidores, permitiendo el acceso a la información por parte de los mismos.

- Asegurar a los consumidores el suministro continuo de los combustibles hidrocarburíferos.
- Fomentar el desarrollo tecnológico de la oferta.
- Decreto 514/003 (3/12/2003), por el cual se autoriza en forma transitoria a las distribuidoras con contratos con ANCAP (que vencían a fines de 2003) a continuar desarrollando la distribución de combustibles líquidos, hasta el otorgamiento de nuevas autorizaciones por parte del Poder Ejecutivo. Por lo tanto, la distribución de combustibles líquidos se encuentra actualmente regulada a través de los contratos establecidos por ANCAP con cada las distribuidoras.
- A través del Decreto 556/003 (31/12/2003), se definieron las políticas y pautas para la regulación del mercado de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, asignando a la URSEA el cometido de elaborar un “proyecto de regulación del mercado de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo” de acuerdo a las políticas definidas por el Poder Ejecutivo.

Sin perjuicio de lo expuesto, a la fecha aún no ha sido elaborado un proyecto de regulación del mercado de combustibles líquidos, por lo que a través de sucesivos decretos del PE se han renovado los contratos de las distribuidoras.

En este sentido, se mantiene vigente el Decreto 169/006 del 8/6/2006, por el cual se prorroga por 180 días, a partir del 11/6/2006 y hasta el dictado por parte del Poder Ejecutivo del reglamento correspondiente, las autorizaciones otorgadas a las empresas DUCSA, ESSO, SHELL y TEXACO para la distribución de combustibles líquidos.

- En lo que respecta al marco legal que regula la actividad de prospección, exploración y explotación de hidrocarburos, el mismo se encuentra comprendido en las siguientes disposiciones:
 - Ley de Hidrocarburos (Ley 14.181)
 - Decreto 930/93 a través del cual el PE habilita la contratación petrolera del “upstream” a través de diversas modalidades de contratación.
 - Ley 15.242, del Código de Minería

- Ley 16.213: establece incentivos fiscales para las empresas contratistas de exploración y explotación de hidrocarburos. _
- Decreto 454/006: define el régimen de presentación de ofertas para la adjudicación de contratos de prospección, exploración y explotación de hidrocarburos.

Los principios básicos que surgen a partir de la revisión del marco legal son los siguientes:

- Los recursos hidrocarburíferos son propiedad del Estado.
- ANCAP es el órgano competente para ejecutar todas las actividades, negocios y operaciones de la industria de hidrocarburos, por su cuenta o a través de contratos con terceros, en este último caso previa autorización del PE.
- La legislación nacional autoriza los contratos de riesgo para las actividades hidrocarburíferas, por un máximo de 30 años de los cuales 7 como máximo corresponden al periodo de exploración.
- El contratista puede recibir su retribución en especie o en efectivo. Si el pago es en especie, este puede disponer libremente de los mismos.
- Esta retribución considera en primer lugar que el contratista disponga de una parte de la producción para la recuperación de sus gastos, costos e inversiones; el resto de la producción será compartida con ANCAP de acuerdo a los términos contractuales.
- El contratista está legalmente autorizado por el Estado Uruguayo para disponer libremente de la moneda extranjera que ha podido obtener a través de sus exportaciones o de la venta de hidrocarburos al Estado.
- Las actividades de exploración, explotación, transporte y comercialización están exentas de impuestos, con la excepción del Impuesto a la Renta (30% de los ingresos netos), y el aporte a la seguridad social.

En lo que respecta a la organización de la industria, ANCAP detenta el monopolio de la importación de crudo y derivados, la refinación de petróleo y la exportación de derivados del petróleo.

La distribución de derivados del petróleo líquidos es realizada a través de cuatro empresas distribuidoras: DUCSA, ESSO, TEXACO y SHELL, en

régimen de mayoristas. En el caso de DUCSA, se trata de una sociedad anónima cuyo capital accionario es mayoritariamente propiedad de ANCAP (99%).

La estructura del mercado de distribución se modificó en el último año a partir de la adquisición de la red de estaciones del sello SHELL por parte de la empresa Petrobras SA y la red de estaciones TEXACO por parte de ANCAP.

En el caso de la distribución de kerosene, participa la empresa DIKAMSA.

A nivel minorista, existe una amplia red de estaciones, de acuerdo a la siguiente distribución por sello: DUCSA (207 EESS), ESSO (110), SHELL (90) y TEXACO (91).

A partir de la compra de la red de estaciones Texaco, se buscó ampliar la cobertura de la red de estaciones ANCAP a nivel nacional.

El gas licuado de petróleo (supergás) se distribuye a través de tres empresas privadas mayoristas: Acodike Supergás S.A., Riogás S.A. y Gas Uruguay SA (Gasur SA), en este último caso en la distribución a granel. A nivel minorista, se agrega la empresa MEGAL, en la distribución de envases de 3 kgs.. A partir de la apertura del mercado de GLP, ingresó ANCAP en la distribución minorista, a través de DUCSA. En el caso de la distribución a granel, ANCAP participa con el 40% del capital accionario de la empresa GASUR.

3.1.2 Marco legal del subsector gas licuado de petróleo

El monopolio de producción, importación y exportación de GLP le pertenece a ANCAP de acuerdo a la Ley 8764 de creación de ANCAP (1931). Las demás actividades de la cadena de comercialización (envasado y distribución), son actividades de libre concurrencia (mercado competitivo).

Las actividades de envasado y distribución se encuentran reguladas a través de los contratos establecidos por ANCAP con las empresas Acodike S.A y Riogas S.A.

En función de dichos contratos, ambas empresas realizan la actividad de envasado, operando las plantas de envasado de propiedad de ANCAP, y distribución a nivel nacional de garrafas y cilindros (hasta 45 kgs.) y de supergás granel para el llenado de tanques estacionarios.

A lo largo de los años se fue formando una red de centros de recarga de microgarrafas en todo el país, algunos de los cuales se agruparon en una cooperativa para formar luego la empresa Megal S.A., lo que requirió la instalación de su propia planta de envasado.

En el año 1996 comienza la comercialización de Propano Granel, diferenciándose del Propano Redes en el año 1999 por razones comerciales, compartiendo ambos productos la misma composición y características. Se crea entonces la empresa Gas Uruguay S.A. (Gasur) destinada a distribuir Propano Granel a grandes usuarios, con participación de ANCAP (40% del capital accionario).

En relación a la regulación del sector, hasta la creación de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), era ANCAP quien se encargaba de establecer las condiciones y fiscalizar el funcionamiento del mercado a través de los contratos con las empresas del sector. A partir de la creación de la URSEA, la regulación y fiscalización del sector fue asumida por la URSEA, a través de la aprobación de los siguientes reglamentos (vigentes desde mayo de 2004):

- “Reglamento técnico y de seguridad de instalaciones y equipos destinados al manejo de gas licuado de petróleo (GLP)”.
- “Reglamento de autorizaciones para el mercado de GLP”
- “Reglamento para la Prestación de Actividades de Comercialización Mayorista, Transporte, Envasado, Recarga y Distribución de gas licuado de petróleo”; define y reglamenta la estructura del sector, y las condiciones que deben reunir los agentes para el desarrollo de cada actividad. Sin perjuicio de ello, aún existen diversos aspectos de la reglamentación de la industria que aún no han sido implementados.

De acuerdo a la reglamentación vigente, para operar en la industria, se requiere la autorización del MIEM.

En lo que respecta a la estructura del mercado, en el año 2003, ANCAP evaluó conveniente su participación directa o indirecta en las etapas de envasado y distribución.

Es así que a partir de agosto de 2004 se firman nuevos contratos entre ANCAP, Acodike SA y Riogas SA, cuyos aspectos esenciales son los siguientes:

- ANCAP retoma jurídicamente la posesión de las plantas de envasado de su propiedad
- ANCAP es declarado envasador autorizado ante la URSEA, pudiendo tener una distribución propia (DUCSA).
- Acodike y Riogas mantienen su calidad de envasadores para sus propias redes de distribución, debiendo pagar a ANCAP un canon por el uso de las plantas de envasado (propiedad de ANCAP).

Esto se traduce en un cambio en la estructura del mercado: a partir del año 2005 ingresa al mercado de distribución la empresa DUCSA S.A. (ANCAP).

A partir de la apertura del mercado, la cadena de distribución del mercado de GLP se encuentra organizada de acuerdo a la siguiente estructura:

- Producción e importación: ANCAP
- Fraccionador: Acodike SA- Riogas SA-Megal (envasado)
- Distribución mayorista: Acodike SA, Riogas SA, DUCSA, MEGAL, GASUR
- Subdistribuidores
- Comercios minoristas
- Cliente Final

El marco regulatorio vigente establece la liberalización de las actividades de envasado (fraccionamiento) hasta el comercio minorista, en tanto se mantiene el monopolio de la producción e importación de GLP a favor de ANCAP.

Sin perjuicio de la apertura del mercado que se promovió a partir de la nueva reglamentación, el mercado de distribución se encuentra dividido prácticamente en mitades entre los 2 principales distribuidores (Acodike SA y Riogas SA).

Los comercios minoristas deben operar dentro de un sello; la habilitación de estos agentes es realizada por el propio sello.

En relación a la utilización del gas licuado de petróleo como combustible de uso vehicular, existe un decreto del PE (Decreto 532/974) que prohíbe su utilización como combustible para vehículos automotores.

El precio de venta al público es fijado por ANCAP y homologado por el PE. Los márgenes de comercialización son fijados en los contratos de distribución vigentes entre las empresas distribuidoras y ANCAP.

3.1.3 Régimen de precios e impuestos

La política de precios que se aplica es fijada por ANCAP previa autorización del Poder Ejecutivo y la opinión favorable de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto.

Todos los valores de la cadena de formación del precio final al consumidor se encuentran regulados.

El sistema utilizado es basado en costos totales de operación. Siendo el mayor componente el costo del crudo (aproximadamente un 60% del costo), que está fijado por el mercado internacional, la evolución de los precios de los derivados en el mercado interno básicamente sigue la pauta dada por la evolución del precio internacional del petróleo.

Los márgenes de distribución de las distribuidoras son fijados en los contratos de distribución, y se ajustan de acuerdo a la paramétrica de costos definida en el contrato.

Para el análisis de la estructura de los precios de venta al consumidor final de los combustibles derivados del petróleo, es necesario tomar en cuenta que el costo de obtención de cada uno de ellos, es básicamente el mismo. Por lo que las diferencias finales de precios, provienen casi exclusivamente de los diferentes niveles impositivos con que son gravados, los cuales en general se determinan de acuerdo al destino de cada derivado.

La carga tributaria que grava el precio de los derivados del petróleo es la siguiente:

Combustible	Impuesto
Gasolina común	IMESI
Gasolina super	IMESI
Gasolina Ecosupra	IMESI
Gas oil	IVA (22%)
Kerosene	IMESI
Fuel oil	IVA (22%)
GLP	IVA (22%)

Nota:

IMESI: Impuesto Específico Interno

El valor del Impuesto Específico Interno (IMESI), es fijado por el Poder Ejecutivo en forma semestral en función de la variación en el Índice de Precios al Consumo.

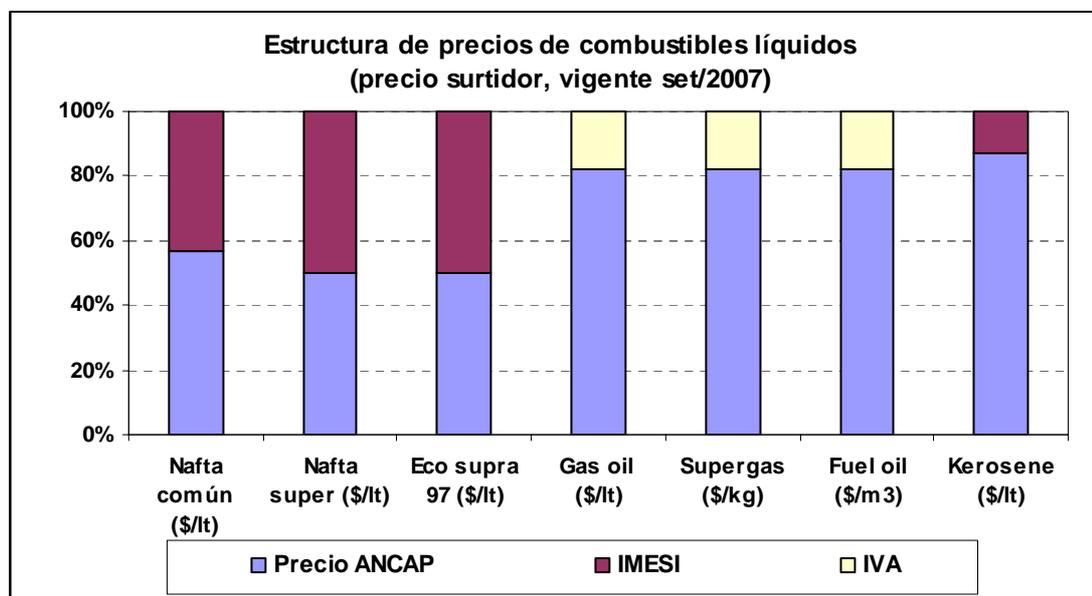
En el caso del gas oil, a partir de este año se introdujo una modificación en la carga tributaria que dio lugar a la eliminación del IMESI a favor de un aumento en la tasa del Impuesto al Valor Agregado (IVA) a una tasa del 22%. La reforma estuvo orientada a reducir el costo del consumo del gas oil en los sectores productivos, en la medida que estos sectores están habilitados a deducir el IVA del combustible de su IVA de ventas.

Estructura de precios de derivados del petróleo

Precio final al consumidor (precios vigentes setiembre /2007)

Derivado petróleo	Precio Ancap	IMESI	IVA	Precio consumidor
Nafta común (\$/Lt)	17.24	13.16	----	30.40
Nafta super (\$/lt.)	15.51	15.61	----	31.13
Nafta Ecosupra (\$/lt)	16.11	16.25	----	32.37
Gas oil (\$/lt.)	21.59	----	4.75	26.34
Supergas (\$/kg.)	20.66	----	4.54	25.21
Fuel oil (\$/m ³)	8894.53	----	1956.79	10851.33
Kerosene (\$/lt.)	19.60	2.87	----	22.47

Fuente: Dirección Nacional de Energía, MIEM.



3.2 Principales características del sector gas natural

3.2.1 Aspectos institucionales y marco regulatorio

La industria gasífera actualmente se encuentra regulada a través de los contratos de concesión de transporte (Gasoducto Cruz del Sur) y distribución (Gaseba Uruguay, en el caso de la ciudad de Montevideo y CONECTA en el Interior del país) y un conjunto de decretos del Poder Ejecutivo que regulan la actividad de importación, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.

El sector no cuenta aún con un marco general contenido en una única Ley de Marco Regulatorio del sector, existiendo un conjunto de leyes y decretos parciales que regulan las distintas actividades de la industria.

Las principales normas que regulan el sector son las siguientes:

- Ley 14.181 (Ley de Hidrocarburos) que determina que ANCAP es el órgano competente para ejecutar todas las actividades de la industria de hidrocarburos.
- Decreto 78/999: Aprueba la regulación del servicio nacional de importación, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural (3/22/1999)
- Decreto 324/97. Regula las actividades de importación, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.

A través de este decreto se define los siguientes principios y objetivos para la regulación de la importación, transporte, almacenamiento y distribución: creación de condiciones de competencia en el sector, principio de igualdad y no discriminación, principio de libre acceso a las redes de transporte y distribución, fijación de tarifas justas y adecuadas a la política energética nacional, eficiencia económica.

Decreto 428/97. Regula la distribución de gas natural por redes y fija los siguientes objetivos de la distribución de gas:

- Asegurar la creación de un mercado competitivo y alentar la realización de inversiones en el sector.

- Garantizar la mejor operación, confiabilidad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de las instalaciones de distribución de gas
 - Fijación de tarifas justas y adecuadas
 - Incentivar la eficiencia y el uso racional del gas
 - Propender a que el precio sea equivalente al que rige internacionalmente en países de condiciones similares
- Decreto 435/996: Reglamento del Sistema de Abastecimiento de Gas (11/19/1996)
- Establece los siguientes objetivos de la política en materia de abastecimiento de gas:
- Propender a la diversificación de las fuentes de energía y la disminución de su costo a través del fomento de la distribución en centros urbanos, de gases combustibles por cañerías o redes fijas.
 - Crear una adecuada competencia en el mercado de la energía en general y del gas en particular.
 - Promover la igualdad en el sector, asegurando el libre acceso al producto.
 - Estimular la realización de inversiones privadas que aseguren una adecuada competencia en el mercado.
 - Proteger los derechos de los consumidores de gas.
- Contrato de concesión de distribución de gas por redes de la empresa CONECTA SA (12/22/1999) y Adecuación del contrato de concesión de distribución de gas por redes - CONECTA SA (29/11/2002)
- Contrato de concesión de distribución de gas por redes en Montevideo - empresa GASEBA SA (15/12/1994) y Adecuación del contrato de concesión de distribución de gas por redes en Montevideo - empresa GASEBA SA (2/6/2002)

- Contrato de concesión sistema de transporte de gas natural -empresa Gasoducto Cruz del Sur (GCDS) (3/22/1999)
- En diciembre de 2003 entró en vigencia el “Reglamento de suministro y uso vehicular de GNC” y en abril de 2005 el “Reglamento de transporte a granel de GNC”, elaborados por la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua.

No obstante, a partir del cambio registrado a nivel regional en la disponibilidad de reservas de gas natural, particularmente en el caso de las exportaciones de Argentina, no se avanzó en el desarrollo del mercado de GNC para uso vehicular, no existiendo a la fecha estaciones de GNC.

Desde el punto de vista institucional, la autoridad reguladora del sector es la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA).

En lo que respecta a los contratos de concesión, la autoridad a cargo del control y seguimiento del cumplimiento de los contratos es el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM).

Las actividades de transporte y distribución presentan características de monopolio natural, por lo que son actividades reguladas, mediante los contratos de concesión.

La normativa habilita a que el transporte y distribución de gas natural sean realizados por personas de derecho público o privado, en régimen de concesión, por un plazo no mayor de 30 años.

Los transportistas y distribuidores deben garantizar el acceso abierto a la capacidad de transporte no comprometida para abastecer la demanda contratada, e indiscriminado para cada tipo de cliente. Los precios de transporte son resultado de la oferta de licitación que dio lugar a los contratos de concesión. En el caso de las tarifas de distribución, las mismas son fijadas por el Poder Ejecutivo a propuesta de la distribuidora.

Los usuarios cuyo promedio anual supere los 5.000 m³/día pueden elegir libremente su proveedor de gas natural entre los agentes nacionales y extranjeros autorizados, conviniendo directamente las condiciones de transacción.

La regulación establece la prohibición del transportista de gas natural de realizar compraventas de gas, excepto a efectos de cumplir las operaciones

de transporte, si bien, previa autorización del regulador, podrá tener participación en sociedades que compren y vendan gas natural.

3.2.2 Organización de la industria de gas natural

i) Abastecimiento y transporte de gas natural

Uruguay no cuenta con reservas probadas de gas natural.

El ingreso del gas natural a nuestro país se realiza mediante la importación desde el mercado argentino a través de dos gasoductos.

El primer punto de ingreso corresponde al Gasoducto Buenos Aires-Montevideo ("Gasoducto Cruz del Sur"), que abastece la zona sur y la capital del país, con una extensión de 215 kms. en el gasoducto troncal y 200 kms de gasoductos laterales, y una capacidad máxima de transporte de 5 millones de m³/día que podría ser ampliada a 6 millones de m³ diarios a través del aumento de la capacidad de compresión.

El gasoducto fue construido y es operado por el consorcio British Gas (40%) - Panamerican Energy (30%) - ANCAP (20%) y Wintershall (10%) en régimen de concesión de obra pública por un plazo de 15 años, renovable por hasta 3 períodos de 5 años cada uno. Al finalizar el plazo de concesión la tenencia del gasoducto pasa al Estado. El gasoducto entró en operación a fines del año 2002.

El trazado del gasoducto comprende el abastecimiento de las localidades de los departamentos de Colonia, San José, Canelones y Montevideo, así como cualquier otra localidad o extensión en o fuera de Uruguay.

El diseño del gasoducto fue efectuado teniendo en cuenta una eventual extensión hacia el sur de Brasil (Porto Alegre). El cambio en el panorama de disponibilidad de reservas de gas natural en la región, y la evolución del mercado del sur de Brasil, determinaron que el proyecto no se concretara. En principio, el proyecto compite con el gasoducto Uruguayana-Porto Alegre, por lo que actualmente se encuentra en suspenso.

A nivel nacional existe un proyecto de conexión del Gasoducto Cruz del Sur con el Gasoducto del Litoral, de carácter estratégico, que permitiría a Uruguay acceder a las reservas de gas de la cuenca del noreste argentino y reducir las importaciones provenientes de la cuenca neuquina, siendo esta

última la cuenca más comprometida en términos de relación reservas/producción. La concreción de este proyecto está sujeta a la concreción del Gasoducto del Noreste Argentina (GNEA) y el acceso a las reservas de gas de Bolivia.



La entrada en operación del GCDS permitió realizar la conversión de la red de distribución de gas de Montevideo, la cual finalizó en enero de 2005, que hasta el momento distribuía gas manufacturado. El mismo se obtenía a partir del cracking de nafta liviana, pasando luego, durante el período de conversión, a utilizarse el cracking de gas natural.

Desde el punto de vista contractual, el concesionario (GCDS) debe operar el gasoducto en carácter de “libre acceso” y no puede adquirir gas para su venta.

El concesionario está obligado a expandir la capacidad de transporte cuando le sea solicitado por algún cargador que requiera transporte firme y esté dispuesto a realizar un contrato de largo plazo (10 a 15 años). La obligación de expandir el transporte está limitada por la obligación de flujo máximo, esto es 5 MM m³/día en Montevideo.

La tarifa del servicio de transporte fue determinada en el contrato de concesión, previéndose un mecanismo de ajuste semestral en función de la variación del PPI.

El segundo punto de ingreso del gas natural es el Gasoducto del Litoral que une las ciudades de Entre Ríos (Argentina) y Paysandú, de una extensión de 15 kms. La construcción de este gasoducto fue realizada mediante un convenio entre la Provincia de Entre Ríos, UTE y ANCAP y es operado por ANCAP, en carácter de transportista. El gasoducto se encuentra en operación desde octubre del año 1998.

Este gasoducto abastece el interior del país y dispone de una capacidad de transporte de 900 a 1200 Mm³/día (fuente: ANCAP).

Este gasoducto presenta dos ramales. El primero de ellos, actualmente en operación, destinado a abastecer la zona industrial de Paysandú y la empresa distribuidora de gas del departamento (Conecta SA). El segundo tramo corresponde a una extensión hacia la zona de Casablanca, a cargo de UTE, realizado con la finalidad de abastecer una central térmica a gas que se previa construir en esta localidad. Este proyecto finalmente no se concretó por lo que este ramal no se encuentra operativo.

La tarifa máxima del servicio de transporte de gas natural correspondiente al Gasoducto del Litoral es fijada por el Poder Ejecutivo. La misma incluye dos componentes:

- cargo por reserva de capacidad de transporte firme por m³ de capacidad reservada
- cargo por unidad de gas de transporte, fijado en un 15% del cargo por reserva de capacidad.
-

La tarifa interrumpible es determinada por ANCAP.

De acuerdo al marco regulatorio vigente, el transporte de gas natural incluye el transporte de gas desde los puntos de recepción de las instalaciones del transportista, hasta los puntos de entrega de los cargadores (distribuidores,

comercializadores, almacenadores, grandes consumidores) y la comercialización de la capacidad de transporte.

El régimen para la realización de la actividad de transporte es mediante concesión de obra pública, a través de un proceso de licitación, o mediante permiso otorgado por el MIEM, por un plazo de 30 años, prorrogable.

En lo que respecta al alcance de la actividad, la misma incluye:

- Trasladar (mover operativamente) gas desde puntos de recepción y entrega de sus instalaciones.
- Construir, operar y mantener el sistema de transporte.
- Comercializar la capacidad de transporte.
- Expandir el sistema de transporte.
- Otras actividades: en este caso sujeto a la autorización del MIEM.

En el caso del contrato de Concesión de Cruz del Sur se otorga derecho de 1º opción para que el transportista realice obras de ampliación o extensión de su sistema dentro del territorio nacional (exclusividad regional).

En lo que respecta a las limitaciones a la actividad de transporte, el marco regulatorio establece las siguientes restricciones:

- Integración vertical permitida en la propiedad de los grupos económicos en la cadena del gas (obligaciones de información).
- Obligatoriedad de Separación de Contabilidades.
- Transportista no puede comprar ni vender gas a efectos de su comercialización.
- Podrá tener participación mayoritaria o a través de sus socios o grupo económico en sociedades que comercializan gas.
- Los contratos con empresas vinculadas con el grupo o integrantes de ese grupo deberán ser registrados ante la autoridad reguladora.

Existe la opción de contratar servicios de transporte firme e interrumpible.

En lo que respecta al régimen de acceso al sistema de transporte, la regulación establece que el mismo deberá regirse por los siguientes

principios: transparencia y publicidad, no discriminación, celeridad de respuesta a solicitud de servicio.

Se establece dos tipos de acceso:

- acceso abierto contractual regulado sobre la capacidad no contratada del sistema de transporte
- acceso abierto contractual negociado

En el caso particular del Contrato de Concesión del Gasoducto Cruz del Sur, existe acceso abierto a la capacidad disponible no contratada hasta la capacidad inicial obligatoria de 5,0 MM m³/diarios y Tarifas máximas reguladas hasta esa misma capacidad; agotada la capacidad disponible de la transportista el cargador comercializador deberá otorgar, en la medida que tenga capacidad disponible, acceso a terceros que sean concesionarios de distribución de gas en el Uruguay u otros usuarios de gas para su propio consumo.

En el Contrato de Concesión Cruz del Sur se define Acceso abierto negociado para Transporte originado en expansión de capacidad obligatoria y contratada por cargadores externos, y con tarifas negociadas.

En relación a los procedimientos previstos para la Ampliación y Extensión del sistema de transporte:

- La transportista estará autorizada a ampliar o extender su sistema de transporte dentro del territorio nacional (monopolio regional).
- Siempre deberá realizarse a través de un Procedimiento de Acceso Abierto (Open Season).
- Todo proyecto de expansión y/o extensión deberá ser aprobado por la autoridad reguladora.
- Existirá obligatoriedad de expansión en tanto: persista el monopolio regional y exista economicidad del proyecto.
- En todos los casos de negación de prestación del servicio deberá demostrarse la no economicidad y/o no factibilidad técnica de prestación del servicio:

En el contrato de Concesión Cruz del Sur se define la obligación de expansión de transporte hasta la capacidad máxima de 5,0 MM m³/día a la tarifa máxima inicial permitida. Superado ese umbral de capacidad la transportista no está obligada a ampliar su capacidad o extender el gasoducto en otros puntos de entrega adicionales. Existen exigencias tales como plazos mínimos de contrato (15 años), garantías, sobretarifas

en caso de no economicidad del proyecto para asegurar el recupero de la inversión y la obtención de una reantabilidad razonable, aumento del plazo de concesión; la concesionaria estará obligada a abastecer a la demanda en Uruguay hasta los 500.000 m³/día. La autoridad reguladora fijará los criterios de asignación cuando los requerimientos internos superen la cantidad mínima de capacidad establecida en el contrato de concesión de 500.000 m³/día.

La transportista no podrá oponerse a la conexión de su sistema de un tercero en los siguientes casos:

- Lo requiera la autoridad reguladora
- El transportista tuvo la opción para ampliar y/o extender el sistema y se rehusó
- El tercero se haga cargo íntegramente de su costo
- La construcción u operación de las nuevas instalaciones no resulten antieconómicas, ni tornen antieconómico otras instalaciones existentes del transportista.

El costo de conexión que se requerirá para acceder a las instalaciones del transportista deberá ser soportada por quien o quienes lo demanden.

ii) Distribución de gas por redes

La actividad de Distribución significa la actividad realizada por el agente responsable de recibir el gas en su punto de ingreso al sistema de distribución y abastecer a los consumidores a través de su red de distribución, hasta el medidor de consumo del usuario. Incluye el derecho a la construcción de las instalaciones a tal fin, su operación física y la medición y comercialización de los servicios a los clientes.

El régimen para realizar la actividad de distribución es mediante Concesión de Servicio Público otorgada por el MIEM mediante licitación pública, por un plazo máximo de 30 años con posibilidad de prórroga.

En el caso de la Subdistribución, se requiere Concesión/Autorización del MIEM.

En relación al alcance de la actividad, comprende:

- Trasladar gas desde los puntos de recepción y entrega a través sus instalaciones hasta el medidor del usuario.
- Construir, operar y mantener la red de distribución.

- Comercializar el acceso al sistema de distribución.
- Expandir la red de distribución.
- Otras actividades: sujeto a autorización del MIEM.

El distribuidor tiene prioridad regional en la prestación en la zona geográfica delimitada por el contrato y prioridad para la realización de ampliaciones y extensiones de la red de distribución dentro de la zona de distribución.

Exclusividad de Mercado: comercialización a consumidores menores (residenciales, comerciales e industriales de menos de 5.000 m³/diarios de promedio anual de consumo).

En relación al régimen de acceso al sistema de distribución, el marco regulatorio define los siguientes principios básicos: transparencia y publicidad, no discriminación, celeridad de respuesta a solicitud de servicio.

En particular se establece Acceso abierto de terceros a la capacidad de la red que no esté comprometida para abastecer la demanda firme e ininterrumpible (residencial R, Servicio General P, Subdistribuidor SDB y GNC y demás servicios con capacidad contratada Servicio General G, FD, FT).

La distribuidora tiene prioridad para la extensión del sistema de distribución en su zona de concesión (monopolio regional).

Las extensiones no contempladas en las inversiones obligatorias establecidas en los contratos de concesión requerirán de autorización de la autoridad reguladora en caso de requerirse financiamiento de terceros.

De acuerdo a los contratos de concesión, existen inversiones obligatorias iniciales para los primeros 5 años. Estos compromisos fueron modificados a partir de la aprobación de la Adecuación del Contrato de las distribuidoras (año 2002).

La distribuidora deberá informar al solicitante el detalle del cálculo y el monto de la inversión que debe aportar el solicitante para que el suministro sea económicamente viable.

La distribuidora no podrá oponerse a la conexión de su sistema de un tercero en los siguientes casos:

- Lo requiera la autoridad reguladora
- El distribuidor tuvo la opción para construir la red y se rehusó
- El tercero se haga cargo íntegramente de su costo
- La construcción u operación de las nuevas instalaciones no resulten antieconómicas, ni tornen antieconómico otras instalaciones existentes del distribuidor.

La contribución económica de terceros no les otorgará a éstos derechos de propiedad sobre los activos construidos, y se deben registrar en la contabilidad de las prestadoras a su valor de negocio, excluyendo la contribución efectuada por terceros.

El costo de conexión que se requerirá para acceder a las instalaciones del sistema de distribución, deberá ser soportado por quien o quienes lo demanden.

En lo que respecta a la seguridad de abastecimiento, el Decreto 469/02 establece expresamente que los distribuidores y subdistribuidores de gas por redes deben presentar al 31 de marzo a la autoridad reguladora las previsiones de demanda por 3 años. Deben presentar además los contratos de gas y reserva de capacidad de transporte (seguridad de abastecimiento).

En lo que respecta a la **estructura del mercado** la distribución de gas se encuentra a cargo del sector privado, a través de contratos de concesión, según se indica a continuación:

La distribución de gas en Montevideo:

La distribución de gas en Montevideo es realizada por la firma Gaseba Uruguay a través de un contrato de concesión, por un plazo de 30 años, vigente hasta el año 2024.

Inicialmente el capital de la empresa pertenecía al Grupo Gaz de France. A partir de mayo de año 2006, el Ministerio de Industria, Energía y Minería, autoriza a Petrobras Energía SA a asumir la condición de operador técnico del servicio de distribución de gas por cañería en Montevideo en sustitución de Gaseba Uruguay, bajo la denominación de "Distribuidora de Gas de Montevideo SA- Grupo Petrobras".

El contrato de concesión establece que el Estado no otorgará nuevas concesiones durante la vigencia del mismo. En la zona de influencia de las redes de Gaseba se le otorga a dicha empresa el monopolio del servicio.

El desarrollo de la red de distribución de gas natural es relativamente escaso, alcanzando actualmente una extensión de 400 kms de red de 20 mbar y 200 kms de red de 4 bar.

En lo que respecta a la participación del gas natural en el consumo final de energía, tradicionalmente el consumo de gas distribuido tuvo una participación marginal en el consumo de energía, fundamentalmente por razones de costo y la escasa extensión de la red.

Actualmente, la participación del gas natural en la matriz energética es prácticamente marginal (3.5% del consumo final de energía), lo que evidencia un ritmo de penetración de esta fuente en el mercado sensiblemente menor al previsto inicialmente.

Se considera que uno de los factores explicativos del escaso grado de desarrollo del mercado de gas a nivel nacional, es que el precio relativo del gas, a nivel del consumidor final, no es competitivo, en el caso de los sectores residencial e industrial (con excepción de los grandes usuarios), en relación a los sustitutos energéticos (en particular el GLP en el caso residencial). Si bien existió una definición expresa de política energética a través de la cual se reconocía la importancia de impulsar el consumo de gas natural, la política de precios aplicada no estuvo alineada con dicho objetivo.

A partir de la crisis energética Argentina en el año 2004 y las restricciones impuestas a las exportaciones de gas natural hacia la región, unido al panorama regional de disponibilidad de reservas de gas natural, en particular en lo que respecta al acceso a las reservas de gas de Bolivia, determinaron que se frenara a nivel nacional el impulso hacia el desarrollo del mercado de gas natural.

Distribución de gas en el Interior del país:

La distribución de gas en el interior fue adjudicada inicialmente a un consorcio (CONNECTA SA) conformado por las empresas Pacific Enterprises International (Estados Unidos), con una participación del 25% en el capital accionario, Unión Fenosa (España), con una participación del 30%, y ANCAP (45%), en régimen de concesión de obra pública por 20 años prorrogables por 10 años más. A través del contrato de concesión, el Estado

se compromete a no otorgar otras concesiones en el área de servicio durante dicho plazo.

Al poco tiempo de conformado el consorcio, la firma Sempra vendió su participación a Unión Fenosa. En diciembre de 2004, Unión Fenosa se retiró del país, cediendo su participación a la empresa Petrobras Energía SA, por lo que la propiedad actual de la empresa corresponde un 55% a Petrobras y el 45% restante a ANCAP.

De acuerdo al contrato de concesión, comprende la distribución de gas en las localidades del interior (excepto Montevideo). En las localidades ubicadas en zonas próximas al gasoducto éstas serían abastecidas con gas natural, en tanto en el caso de zonas alejadas del trazado del gasoducto se prevé la instalación de redes de distribución locales abastecidas con plantas de propano aire.

Actualmente se encuentra en operación la red de distribución de gas en las localidades de Paysandú y Ciudad de la Costa (Canelones). En el caso de la ciudad de Paysandú, el desarrollo de la red alcanza una extensión de 140 kms y 160 kms de red en el caso de la Ciudad de la Costa.

El marco regulatorio del sector habilita la figura del subdistribuidor de gas por redes (Decreto 469/002).

A efectos de garantizar la seguridad de abastecimiento, se establece que los distribuidores y subdistribuidores de gas por redes deberán presentar ante la URSEA sus previsiones de demanda para los próximos tres años, acompañado de los contratos de adquisición de gas y de reserva de capacidad de transporte para abastecer la demanda estimada.

Los contratos entre los clientes del mercado cautivo (aquellos que no entran en la categoría de grandes usuarios) y las Distribuidoras serán siempre en base de suministro firme y las tarifas máximas del servicio son fijadas por el Poder Ejecutivo en base a lo establecido en los Contratos de Concesión.

Las Distribuidoras pueden ofrecer tarifas menores o promocionales (las tarifas fijadas por el PE son tarifas máximas).

Las tarifas están compuestas por el costo del gas puesto en la frontera del país importador (precio del gas en boca de pozo, transporte en Argentina y Uruguay, impuestos, etc.) y por el VADEG (Valor agregado de distribución estándar de gas), que incluye todos los gastos de funcionamiento de la empresa (operación y mantenimiento de las redes, inversiones obligatorias, etc.) y tasa de inversión, calculado en base a una empresa hipotética con un

nivel de eficiencia aceptable. Para una tarifa residencial el VADEG representa aproximadamente entre el 60 y 65% del costo variable.

A nivel residencial las redes de distribución están desarrolladas en Montevideo, Ciudad de la Costa y Ciudad de Paysandú. Recientemente se inició la distribución en la ciudad de Colonia del Sacramento, a partir del abastecimiento a algunos hoteles. La determinación del área a cubrir en la expansión geográfica de las redes de distribución, queda liberada al criterio de las respectivas Distribuidoras, las cuales considerarán los estudios de mercado y

la accesibilidad del gas desde el sistema de transporte, sujeto al cumplimiento del compromiso contractual asumido con el Estado en los contratos de concesión, que en un caso se mide en longitud de cañería tendida (Gaseba), y en el otro (Conecta), en cantidad de clientes potenciales comprometidos.

iii) **Almacenamiento**

Esta actividad comprende la actividad realizada por un agente que almacena gas en instalaciones naturales o en plantas construidas a tal efecto, durante un período de tiempo, y que realiza la actividad de inyectar, depositar y retirar el gas y en su caso su licuefacción y regasificación.

Régimen para realizar las actividades: se trata de una actividad libre, por lo que únicamente se requiere autorización del MIEM.

Si bien se han realizado diversos estudios de factibilidad técnica y económica de utilización del reservorio natural de la Cuenca del Río Santa Lucía, a la fecha aún no se han concretado iniciativas de almacenamiento de gas natural.

iv) **Comercialización**

La regulación establece que la comercialización significa la actividad realizada por el agente que efectúa transacciones de compraventa de gas y/o capacidad de transporte, así como la importación y/o exportación y/o reexportación del fluido.

En el caso particular del Contrato de Concesión del Gasoducto Cruz del Sur se define la figura del cargador comercializador como el agente que podrá comprar o vender gas y contratar el transporte a través del gasoducto.

Se trata de una actividad libre, por lo que únicamente se requiere la autorización del MIEM para operar como comercializador. Las autorizaciones son por un plazo indefinido.

En lo que respecta al alcance de la actividad, la misma incluye las siguientes actividades:

- Intermediación.
- Compra y venta de gas a usuarios y cargadores.
- Compra y venta de capacidad de transporte a usuarios y cargadores.

La actividad de comercialización no tiene exclusividad temporal ni regional.

En lo que respecta al precio del servicio, existe libertad en la estructuración del precio del servicio

La integración vertical está permitida en la propiedad de los grupos económicos en la cadena del gas, si bien se establecen obligaciones de información.

En relación a los principios básicos que regulan las transacciones, la normativa establece la obligación de informar a la autoridad reguladora (URSEA).

Para ello se establece un registro de contratos de compra-venta de gas y/o contratos de capacidad de transporte y la obligación de solicitar autorización en el caso de los contratos para exportadores y reexportadores e información de los contratos para importaciones y gas en tránsito.

En el caso particular del contrato de concesión del Gasoducto Cruz del Sur, se establece que los contratos de transporte deberán ser aprobados por la autoridad reguladora.

Actualmente existen en el mercado cuatro comercializadoras: ANCAP, Gaseba Uruguay S.A., Conecta S.A. y Dinarel S.A..

v) Grandes usuarios

El marco regulatorio define como grandes consumidores aquellos cuyo consumo promedio anual sea no inferior a 5000 m³/diarios (Ley 17.292, art. 63) o 1.500.000 m³/año, y se faculta al Poder Ejecutivo a reducir el límite de consumo establecido.

La ley establece que los grandes consumidores podrán negociar la compra de gas con cualquiera de los comercializadores nacionales o extranjeros autorizados o importarlo directamente, pudiendo optar por contratos de suministro interrumpibles o firmes de acuerdo a su conveniencia. En consecuencia, tiene la posibilidad de elegir un proveedor distinto a la distribuidora y también puede realizar una conexión directa al transportista bajo su exclusivo costo.

El precio del gas será negociado libremente entre los agentes.

Existe un régimen de acceso abierto a las redes de transporte y de distribución de gas (by pass físico y comercial), si bien el mismo no está reglamentado.

Se permite el by pass físico de las redes de distribución por los grandes consumidores. Al inicio, el mercado de grandes consumidores se desarrolló con ofertas de suministro de las distribuidoras y ANCAP, pero la competencia se redujo sustancialmente con el retiro de ANCAP como comercializador y la compra de las dos empresas de distribución por Petrobras SA. De todas formas, la demanda de grandes consumidores ha sido más grande que la venta en bloque a las empresas distribuidoras.

Aquellos consumidores que opten por adquirir el gas directamente de terceros deberán poner en conocimiento de la URSEA la opción del derecho de comprar gas libremente, que lo hará saber al distribuidor de la zona.

El gran consumidor podrá optar por su propio ramal, debiendo presentar el anteproyecto para su aprobación por parte de la URSEA.

Una vez aprobado el anteproyecto, la URSEA otorga un plazo de 120 días a la distribuidora de la zona para que esta demuestre su interés en construir el ramal de que se trate a su costo o en caso contrario para ofertarle al gran consumidor la construcción y operación del mismo en las condiciones que resulten del anteproyecto aprobado.

0

Actualmente los grandes usuarios del sistema son 18 y su consumo representa el 62% del mercado interno de gas natural. El carácter interrumpible de sus contratos y las restricciones a la exportación de gas natural impuestas por Argentina a partir de la crisis energética del año 2004, se ha visto reflejado en una pérdida de participación de los grandes usuarios en el mercado interno.

3.2.3 Régimen de Precios y Tarifas

Las tarifas máximas de gas al consumidor final son fijadas por el Poder Ejecutivo, a propuesta de los distribuidores, a través del Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Las tarifas de los servicios de transporte y distribución, el marco regulatorio establece que deberán adecuarse a los siguientes principios generales:

- **Ser Razonables**, permitiendo al prestador la recuperación de los costos prudentes de la prestación, comprendiendo estos últimos los costos de capital, los costos de explotación (operación, mantenimiento, administración y comercialización), incluido impuestos, necesarios para una eficiente prestación de los servicios.
- **Reflejar apropiadamente los costos y modalidad de prestación** de los distintos tipos de servicio, promoviendo un mínimo costo de abastecimiento para una máxima calidad de servicio.
- **No ser discriminatorias.**
- **No contener subsidios cruzados.**
- **Promover la eficiencia de la prestación**, es decir un uso óptimo de los recursos, permitiendo la expansión de los servicios en el largo plazo.

Las tarifas de distribución al consumidor final deberán incluir el precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte, las correspondientes tarifas de transporte y de distribución e impuestos. En lo relativo a las tarifas de transporte y distribución, se establece que deberán permitir satisfacer los costos operativos y obtener una rentabilidad razonable (tarifas reguladas).

El precio del gas de importación a ser incluido en la tarifa final resulta de la suma del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte y la tarifa de transporte reconocida por la Autoridad reguladora del país desde donde se importa el gas (ENARGAS, en este caso).

Los contratos de concesión incluyen las tarifas máximas iniciales reguladas y sus procedimientos de ajuste y revisión.

En el caso particular del contrato de Concesión del Gasoducto Cruz del Sur se definen Tarifas máximas reguladas hasta la capacidad máxima de expansión obligatoria de 5,0 MM m³/día, y se establece un procedimiento de ajuste semestral de acuerdo a la variación en el PPI. Paralelamente, se establecen Tarifas negociadas para expansiones o ampliaciones de capacidad. En todos los casos serán sometidas a la autoridad reguladora cuando el transporte sea destinado a consumidores menores:

domiciliarios, comerciales o industriales de menos de 5.000 m³/día de consumo.

Las tarifas de transporte admitirán descuentos y podrán ser negociadas para extensiones o ampliaciones de capacidad conforme se establece en los contratos.

En el caso de grandes consumidores y cargadores extranjeros, las tarifas serán libremente acordadas y negociadas entre los agentes.

Las tarifas, sean reguladas o negociadas, deberán responder a la estructura de cargos y asignaciones de costos y criterios contables que se establezcan en el Contrato y adicionalmente disponga la autoridad reguladora.

En el caso de las Tarifas de distribución, los contratos de concesión incluyen las tarifas máximas iniciales reguladas y sus procedimientos de ajuste y revisión.

En este sentido, se establece que las tarifas de distribución estarán sujetas a ajustes semestrales por PPI, ajustes por variaciones en el precio del gas comprado y por variaciones en el costo de transporte en el país de origen, variaciones en el costo de transporte en el Uruguay (por factor de carga), variaciones tributarias, y revisión quinquenal en función de variaciones en el nivel de eficiencia e inversión (factores X y K).

La tarifa de distribución a usuarios conectados a la red de distribución incluirá el precio del gas, el costo de transporte, el valor agregado de distribución estándar de gas (VADEG) y las cargas tributarias correspondientes.

El Valor Agregado de Distribución (VADEG) será regulado y máximo por tipo de servicio.

El VADEG incluirá la remuneración por el servicio de transporte por red y por la actividad de comercialización (medición, facturación y cobranzas).

Las tarifas máximas reguladas admitirán descuentos (tarifas negociadas) a usuarios o categorías de usuarios determinados.

Se definirá una tasa de rentabilidad para los servicios de transporte y distribución comparable con los parámetros internacionales de riesgo de esas actividades, ajustados a las características de prestación de esos servicios en el mercado interno.

La normativa vigente establece que las tarifas que apliquen las distribuidoras deberán contemplar que dicha rentabilidad sea similar a la de otras actividades de riesgo equiparable o comparable y que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios.

En el caso de la tarifa del GNC para uso vehicular, el precio final al que el GNC podría llegar al público aún no ha sido fijado por el Poder Ejecutivo, aunque sí existen las bases para determinar su tributación. En tal sentido, la Ley 17.453 del año 2002 establece que el gas natural destinado a ser utilizado como combustible para vehículos automotores deberá tributar el IMESI en igualdad de condiciones que el gasoil (teniendo en consideración la equivalencia de rendimientos) y habilita al Poder Ejecutivo a exonerar de IVA a este suministro, lo cual representa una medida tendiente a impulsar este energético.

A pesar de lo expuesto, en Uruguay no existe a la fecha ninguna estación de GNC.

Considerando la inversión necesaria para la instalación de una estación de GNC vehicular, parece razonable esperar que este mercado no se desarrolle hasta tanto se mantenga la incertidumbre del suministro a largo plazo del gas natural a nuestro país por parte de Argentina o de otros países de la región, así como la estabilidad de los precios.

Capítulo 4: Instituciones y organismos: organización, funciones e interrelaciones

El Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), es el encargado de definir la política energética, a través de la Dirección Nacional de Energía (DNE), de acuerdo a los cometidos definidos en la Ley 14.416 de creación de la DNE.

De acuerdo a los cometidos establecidos en la Ley, compete a la DNE la **“formulación, reglamentación, ejecución y control de la política energética”**, garantizar la seguridad de abastecimiento y la planificación del sector, la fijación de las tarifas de los servicios públicos, y el otorgamiento, seguimiento y fiscalización de los contratos de concesión.

La función de regulación y el control de las actividades correspondientes a los sectores de electricidad, hidrocarburos y los servicios de agua y saneamiento, le corresponde a la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), creada a partir de la aprobación de la Ley 17.598 en el año 2002.

Desde el punto de vista institucional, la URSEA depende directamente del Poder Ejecutivo.

De acuerdo a la Ley de creación de la URSEA, su objetivo es “proteger los derechos de los consumidores, controlando el cumplimiento de las normas vigentes y asegurando que los servicios regulados tengan un adecuado nivel de calidad y seguridad, a un precio razonable”. Paralelamente, “promover la competencia en las áreas de la industria donde está habilitada por la ley, y regular los monopolios, estableciendo niveles mínimos de calidad y proponiendo precios basados en costos eficientes”.

De acuerdo a la Ley, las principales funciones de la URSEA son:

- Control y fiscalización: controlar el cumplimiento de las regulaciones vigentes y cumplimiento de los contratos de concesión.
- Asesoramiento al PE: proponer al PE las tarifas técnicas de los servicios regulados, dictaminar en los procedimientos de selección de concesionarios, proponer modificaciones a los reglamentos del mercado y asesorar al PE en convenios internacionales.
- Establecer los requisitos que deberán cumplir quienes realicen actividades comprendidas dentro de su competencia.
- **Regulación de normas técnicas, normas de calidad de servicio y seguridad**
- Dictaminar preceptivamente en los procedimientos de selección de concesionarios a prestar servicios dentro de su competencia.
- Defensa del consumidor: resolver las denuncias y reclamos de usuarios, proteger los derechos de usuarios y consumidores y prevenir conductas anticompetitivas y de abuso de posición dominante.

La URSEA funciona como un órgano desconcentrado con autonomía técnica. Está dirigida por una Comisión Directora de tres integrantes designados directamente por el Presidente de la República actuando en Consejo de Ministros, por un período de 6 años.

Los integrantes de la Comisión Directora no podrán desempeñar actividades profesionales o de representación en el ámbito público o privado vinculados a la competencia del órgano, y no podrán ser candidatos a ningún cargo electivo hasta transcurrido un período de gobierno desde su cese.

La Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP), dependiente del Poder Ejecutivo, posee competencia en la aprobación del Presupuesto Quinquenal de las empresas del Estado, la aprobación de las inversiones y el nivel de endeudamiento de las empresas. Asimismo, posee competencia en la aprobación de las tarifas de los servicios públicos, en coordinación con el MIEM y el Ministerio de Economía y Finanzas.

En el caso particular del sector hidrocarburos, la Oficina de Planeamiento y Presupuesto aprueba el Plan Operativo Anual de ANCAP y el Presupuesto Quinquenal y de Inversiones de la empresa.

Desde el punto de vista empresarial, la ley de creación de ANCAP (Ley 8764), le otorga a ANCAP el monopolio legal sobre las actividades de importación, refinación y exportación de petróleo crudo y derivados de petróleo. En este sentido, de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos (Ley 14.181), **“la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) será el órgano competente para ejecutar todas las actividades y negocios y operaciones de la industria de hidrocarburos, de conformidad con su Carta Orgánica, las normas de esta ley, y los reglamentos y actos del Poder Ejecutivo emitidos en uso de sus potestades constitucionales”**

ANCAP es una empresa estatal, integrada verticalmente, con participación en las distintas etapas de la industria del petróleo y gas natural. Desde el punto de vista jurídico, ANCAP constituye un Ente Autónomo, por lo que dispone de autonomía en la gestión de la empresa.

Sin perjuicio de ello, según fuera indicado anteriormente, el Plan Operativo Anual y el Presupuesto Quinquenal y el Presupuesto de Inversiones de la empresa, deben ser aprobados por el PE, a través de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto.

La definición del Plan Estratégico de la empresa, es competencia de ANCAP. Una vez definido es presentado a consideración del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), de forma de garantizar que el mismo esté alineado con los objetivos y estrategias de política energética establecidas por el MIEM.

El precio de los combustibles es fijado directamente por el PE, a propuesta del Directorio de ANCAP, y previo acuerdo con las autoridades del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) y la Oficina de Planeamiento y Presupuesto.

El control de la gestión de la empresa es realizado a través de los organismos de contralor de la Administración Central.

En lo que respecta a los procedimientos de compras, contrataciones de personal, inversiones y cualquier otro tipo de contratación, deben realizarse de acuerdo al régimen de compras y contrataciones que rige para la Administración Central. El Tribunal de Cuentas constituye el organismo de contralor que interviene a lo largo de este proceso y supervisa que el proceso de contratación se realice de acuerdo a las normas de la administración central.

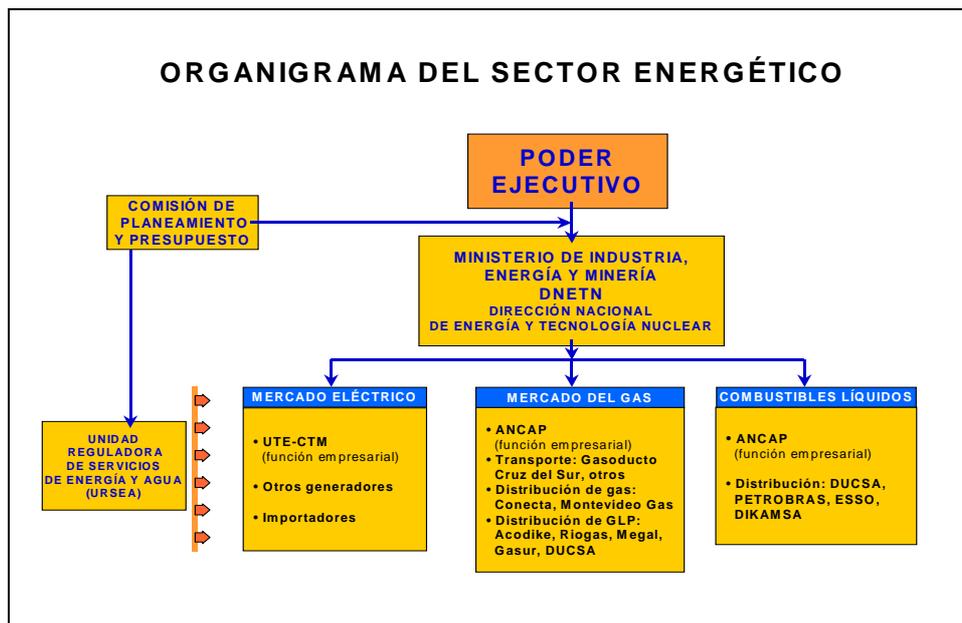
Anualmente, ANCAP debe contratar una auditoria externa, independiente, de evaluación de la gestión económico-financiera de la empresa. Los resultados económico-financieros y balances de la empresa, son de difusión pública.

En materia de distribución y comercialización de derivados del petróleo, no existe un marco regulatorio establecido por el Poder Ejecutivo. En la práctica ha existido hasta ahora un marco regulatorio determinado por los contratos de ANCAP con las empresas distribuidoras. A través de estos contratos, ANCAP define el margen de comercialización de la distribuidora y el margen del estacionero, las especificaciones técnicas y los rangos de calidad de los productos y las normas de seguridad que deben regir el transporte y almacenaje.

En el sector petrolero no han existido avances concretos en materia de reforma regulatoria.

Esto determina que no exista una separación clara de funciones de política, regulación y empresarial dentro del Estado.

A continuación se presenta un cuadro resumen con la organización institucional del sector energético:



En lo que respecta al impacto ambiental de las actividades vinculadas al sector hidrocarburos, la Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA), es el organismo encargado de la evaluación del impacto ambiental de los proyectos energéticos (Ley 16.466, Ley de Medio Ambiente).

Capítulo 5: Contratos, convenios y concesiones petroleras: organismos competentes, características.

5.1 Subsector combustibles líquidos

ANCAP posee el monopolio legal de la importación, refinación y exportación de hidrocarburos.

Sin perjuicio de lo expuesto, la Ley de Hidrocarburos (Ley 14.181), establece expresamente que **“ANCAP podrá ejecutar, una, varias, o todas las fases de la operación petrolera por medio de terceros a nombre de dicho organismo, contratando a tales efectos con personas físicas o jurídicas, nacionales o extranjeras, de derecho público o privado y con organismos internacionales”**.

“La ejecución de dichas fases podrá efectuarse por medio de cualesquiera de las formas contractuales admisibles en el ordenamiento jurídico nacional y en todo caso con o sin transferencia del riesgo minero, y en particular mediante la modalidad de “Contrato de Exploración y Explotación de Areas” que es aquel por el cual, bajo las condiciones del pacto, el contratista ejecutará con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo, pero en nombre del organismo estatal actuante, las operaciones correspondientes a las fases de exploración y explotación dentro del área materia del contrato, bajo el sistema de retribución a que se refiere la presente ley en caso de ingresar a la fase de explotación”.

Asimismo, establece que todos los contratos y, en general, actos que comprometan el patrimonio estatal o la política de hidrocarburos, requieren autorización del Poder Ejecutivo.

5.1.1 Exploración y Producción

En lo que respecta a la actividad de **Exploración y Producción (E&P)**, el marco legal vigente establece las siguientes condiciones o principios generales:

- La propiedad de los hidrocarburos es del Estado
- ANCAP es el agente habilitado para llevar adelante todas las actividades, de acuerdo a los lineamientos establecidos por el Poder Ejecutivo, pudiendo actuar por su cuenta o a través de terceros; en este último caso, los contratos deberán ser autorizados por el Poder Ejecutivo.
- En caso de realizar las actividades de E&P a través de terceros, se establece que el contratista podrá disponer libremente para la

exportación de los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan de acuerdo a las condiciones establecidas en el contrato (libre disponibilidad del crudo). Sin perjuicio de ello, el contrato podrá establecer un derecho de preferencia del Estado para adquirir al contratista los volúmenes de hidrocarburos destinados al mercado interno.

- La retribución al contratista podrá ser total o parcialmente en especie o en dinero, en moneda nacional o extranjera.
- Los contratistas gozarán de la garantía por parte del Estado de la libre disponibilidad de las divisas provenientes de sus ingresos de exportación; asimismo el Estado garantiza la convertibilidad y la libre disponibilidad de sus ingresos.

Actualmente se encuentra vigente un contrato de E&P, de levantamiento sísmico 2D en la plataforma continental de Uruguay, celebrado entre ANCAP y la firma WAVEFIELD INSEIS (abril, 2007).

El objetivo del contrato es disponer de un relevamiento de sísmica 2D de carácter regional que permita evaluar el potencial de la plataforma continental, y generar información que permita aumentar el interés de las compañías exploratorias.

El estudio es financiado por ANCAP.

A continuación se indican las **características generales del contrato:**

INSEIS tendrá el derecho exclusivo de vender bajo licencia los Datos de Levantamiento y el informe a terceras personas de la industria internacional del petróleo y el gas durante un período de exclusividad de 6 años.

Sin perjuicio del derecho exclusivo otorgado por ANCAP a INSEIS para la promoción y licenciamiento de los datos obtenidos, ANCAP recibirá, sin costo, una licencia completa de todos los datos de relevamiento, pudiendo ANCAP emplear dicha información exclusivamente para uso propio, ya sea directamente o a través de contratistas o subcontratistas bajo acuerdo de confidencialidad. ANCAP mantendrá el título y la propiedad legal de los datos de levantamiento adquiridos en el área de levantamiento.

El proyecto es de aproximadamente 7500 kms de líneas sísmicas de reflexión 2D, gravimetría y magnetimetría, de los cuales aproximadamente 7000 kms corresponden a los perfiles de carácter regional y hasta 500 kms que corresponden a perfiles de semidetalle o detalle, a una profundidad entre los 20 y 2500 mts. de agua.

La zona de trabajo comprende las Cuencas de Punta del Este y Pelotas, correspondiente a la zona económica exclusiva costa afuera de Uruguay.

ANCAP recibirá una participación en los ingresos por la venta bajo licencia de los datos del levantamiento.

5.1.2 Refinación

La actividad de refinación es realizada exclusivamente por ANCAP (monopolio legal), por lo que no participan otras empresas en esta actividad.

5.1.3 Distribución y comercialización de combustibles líquidos

En materia de distribución, en la práctica existe un marco regulatorio determinado por los contratos de ANCAP con las empresas distribuidoras.

La estructura actual de distribución de derivados líquidos es la siguiente:

- La distribución mayorista a través de tres distribuidores: ESSO, PETROBRAS ENERGIA SA y Distribuidora ANCAP SA (DUCSA).
- La distribución minorista, a través de una red de aproximadamente 500 estaciones de servicio.
- La venta directa de ANCAP a los grandes consumidores (aquellos con un promedio superior a 500 m³/mensual).

Las distribuidoras están vinculadas a ANCAP por contratos de largo plazo, que establecen el margen de comercialización a percibir por las distribuidoras, las bonificaciones de los agentes (propietarios de estaciones) y los fletes por transporte de derivados.

Las condiciones contractuales de ANCAP con DUCSA son similares a las que rigen para las otras distribuidoras.

El contrato de ANCAP con DUCSA posee la particularidad de que habilita a esta última empresa a utilizar la marca ANCAP en las estaciones que abastece. Adicionalmente, DUCSA se obliga a mantener un conjunto de estaciones denominadas "sociogeográficas" en puntos del interior del país en los que los márgenes y bonificaciones no harían rentable el mantenimiento de las mismas.

Para cada derivado existe un único precio de venta al público vigente para todo el país. Existe la posibilidad de descuentos en la venta de los distribuidores a los medianos consumidores.

El Poder Ejecutivo ha manifestado su interés de establecer un marco regulatorio del mercado de combustibles. En tal sentido, el Decreto 169/006 del 8/6/2006, establece una prórroga por 180 días, y hasta el dictado por parte del Poder Ejecutivo del reglamento correspondiente, de las autorizaciones otorgadas a las empresas DUCSA, ESSO y Petrobras SA para la distribución de combustibles líquidos (reglamento de distribución de combustibles líquidos). A la fecha, aún no ha habido un avance en la elaboración de la reglamentación del sector.

A continuación se presentan las **características generales de los contratos de distribución:**

Se establece un margen único del distribuidor por la compra y venta destinada a la distribución de combustibles, así como por las inversiones y mantenimiento de surtidores y tanques subterráneos, que se denomina margen de comercialización.

Se establece un único importe por concepto de margen de comercialización reconocido al distribuidor (en pesos/litro). El margen es unitario, fijado por producto retirado a granel desde las plantas de ANCAP.

ANCAP podrá vender combustibles a grandes clientes en condiciones de precio y plazo de pago no más favorable que las otorgadas al distribuidor.

El margen de comercialización se ajusta mensualmente de acuerdo a una fórmula paramétrica de acuerdo a la variación del tipo de cambio, el índice de precios al consumo y el índice medio de salarios del sector privado. La revisión de las fórmulas paramétricas se realiza de mutuo acuerdo o a pedido de cualquiera de las partes contratantes.

Cuando la venta de combustibles es realizada a través de bocas de consumo propio y grandes clientes se paga al distribuidor aproximadamente el 40% del margen de comercialización.

Los márgenes (“bonificaciones”) que reciben los estacioneros por la venta de combustibles es fijada y reglamentada por ANCAP.

La retribución por concepto de fletes es fijada por ANCAP.

El precio de venta de los combustibles es uniforme a nivel nacional.

El abastecimiento de los “grandes clientes” (consumidores con un promedio superior a 500 m³/mensual) y las “bocas de consumo propio” (consumo > 15 m³/mensual, habilitadas por ANCAP) es efectuado por los distribuidores en régimen de libre competencia.

5.2 Subsector Gas Licuado de Petróleo

A partir de la entrada en vigencia del nuevo marco regulatorio del sector (año 2004), el mercado de GLP se encuentra organizada de acuerdo a la siguiente estructura:

- Producción e importación: ANCAP
- Fraccionador: Acodike SA- Riogas SA-Megal (envasado)
- Distribución mayorista: Acodike SA, Riogas SA, DUCSA, MEGAL, GASUR
- Subdistribuidores
- Comercios minoristas
- Cliente Final

La actividad de envasado se encuentra regulada a través de los contratos de ANCAP con Acodike SA y Riogas SA, en carácter de operadores de las plantas de envasado.

En lo que respecta a la distribución de GLP, existen contratos de largo plazo establecidos por ANCAP con las Acodike SA, Riogas SA, DUCSA, MEGAL y GASUR para la distribución mayorista de gas.

En lo que respecta a las características de los contratos establecidos entre ANCAP y las firmas distribuidoras, no fue posible acceder a esta información.

5.3 Subsector Gas natural

5.3.1 Transporte de gas natural

Actualmente se encuentra vigente un contrato de concesión de transporte de gas natural establecido con la firma “Gasoducto Cruz del Sur”.

A continuación se presentan las **principales características del contrato:**

Características	Contrato de Transporte de gas natural
Plazo	15 años; prorrogable por hasta 3 períodos de 5 años
Otorgamiento de la concesión	Licitación pública
Exclusividad	Exclusividad en la zona de influencia del gasoducto (monopolio regional)
Tarifas	Oferta de licitación; ajuste semestral según variación en el PPI (aprobación del PE) Tarifa de grandes usuarios libremente negociada
Ampliación y extensión sistema de transporte	Obligación de expansión hasta capacidad máxima gasoducto (5 MM m ³ /día); economicidad del proyecto.
Terminación de la concesión	Vencimiento del período de concesión Incumplimiento del contrato
Bienes de la concesión al término del período de concesión	Propiedad del Estado
Caducidad de la concesión	Incumplimiento de las condiciones contractuales
Acceso abierto	Acceso abierto a la capacidad no contratada (acceso libre sin discriminación)
Modalidad de servicio	Transporte firme e interrumpible
Respuesta a solicitud de servicio	Dentro de los 30 días recibida
Uso de bienes públicos y de terceros	Derecho de uso y servidumbre

5.3.2 Distribución de gas natural por redes

À la fecha se encuentran vigentes los siguientes contratos de concesión de distribución de gas por redes:

- Contrato de distribución de gas natural en la ciudad de Montevideo, a cargo de la firma Gaseba SA. A partir del año 2006 Petrobras Energía

SA es el titular de la concesión, pasando a denominarse la empresa Montevideo Gas SA.

- ☑ Contrato de distribución de gas natural en el Interior del país a cargo de la firma CONECTA SA, conformada por Petrobrás Energía SA (55% del capital accionario) y ANCAP (45%).

A continuación se resumen las **principales características de los contratos de distribución de gas por redes:**

Características	Contratos de Distribución de gas natural
Plazo	30 años
Otorgamiento de la concesión	Licitación pública
Exclusividad	Exclusividad en la zona de influencia de cada distribuidora (monopolio regional: Montevideo e Interior)
Tarifas	Tarifa máxima regulada por el PE; incluye el costo del gas, costo de transporte y valor agregado de la distribuidora Tarifa de grandes usuarios libremente negociada
Ampliación y extensión de la red de distribución	Obligación de expansión en condiciones de economicidad del proyecto en la zona de concesión.
Terminación de la concesión	Vencimiento del período de concesión Incumplimiento del contrato
Bienes de la concesión al término del período de concesión	Propiedad del Estado
Caducidad de la concesión	Incumplimiento de las condiciones contractuales
Acceso abierto	Acceso abierto a la capacidad disponible no comprometida (acceso libre sin discriminación)
Modalidad de servicio	Contratos de distribución firme e interrumpible
Respuesta a solicitud de servicio	Dentro de los 30 días recibida
Uso de bienes públicos y de terceros	Derecho de uso y servidumbre

Capítulo 6: Empresas estatales: organización y funciones; análisis y evaluación de desempeño

6.1 Organización, Funciones y Reglamentos

La Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) se crea en el año 1931, con el **“cometido de explotar y administrar el monopolio del alcohol y carburante nacional y de importar, rectificar y vender petróleo y sus derivados y de fabricar portland”**.

Desde el punto de vista de su organización, ANCAP es una empresa de propiedad del Estado, integrada verticalmente.

Desde el punto de vista jurídico, ANCAP es un Ente Autónomo.

La dirección de la empresa se encuentra a cargo de un Directorio integrado por cinco miembros designados directamente por el Poder Ejecutivo.

Los integrantes del Directorio son cargos políticos. Tradicionalmente, el Directorio ha estado integrado por uno o dos directores que representan a los sectores políticos no oficiales, como mecanismo de contralor de la gestión de la empresa.

Durante la actual administración de gobierno, los sectores de la oposición se negaron a integrar el Directorio de la empresa, por lo que se optó por dejar estos cargos vacantes y conformar la dirección de la empresa con 3 directores.

La duración de los miembros del Directorio en el cargo es de 5 años, y se renuevan al final del período de gobierno con el cambio de administración.

Si bien se trata de cargos políticos, a partir de la actual administración de gobierno, se ha tendido a profesionalizar la dirección de la empresa, por lo que los cargos del directorio son político-técnicos.

En lo que respecta a los cargos gerenciales de la empresa, los mismos son funcionarios de carrera pertenecientes a la estructura funcional de la empresa.

ANCAP participa en las distintas actividades de la industria de petróleo y gas.

Los objetivos de la empresa se encuentran definidos en el “Plan Estratégico 2007-2011”, recientemente aprobado por el Directorio de ANCAP, que define la estrategia de la empresa para cada una de las áreas de negocio en las que participa.

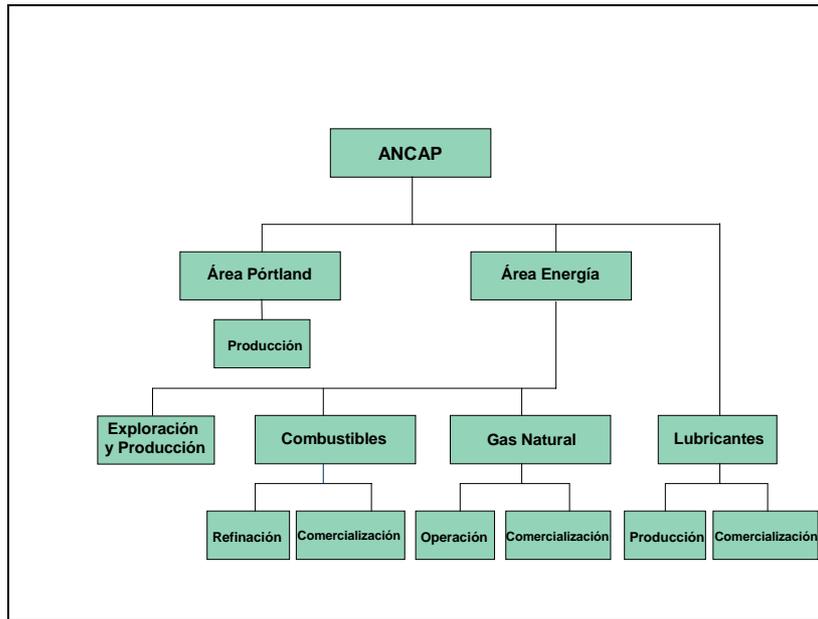
Sin perjuicio de la competencia de ANCAP como Ente Autónomo en la definición de su Plan Estratégico, el mismo debe enmarcarse dentro de los “Lineamientos de Política Energética” definidos por el MIEM para el sector hidrocarburos.

Desde el punto de vista industrial, ANCAP constituye la mayor empresa del país en términos de ventas y personal ocupado (2200 personas).

En el siguiente cuadro se presenta la estructura organizacional de la empresa:



ANCAP se encuentra organizada básicamente en 3 áreas de negocio: **Energía, Alcohol y Portland**:



En lo que respecta a las actividades de hidrocarburos, ANCAP tiene el monopolio de la importación, producción y exportación de hidrocarburos.

En el caso del mercado de GLP, a partir de la aprobación del nuevo marco regulatorio del sector en el año 2004, las actividades de envasado y distribución están abiertas a la competencia.

En el caso de caso de la producción y comercialización de portland y alcohol, son mercados abiertos a la competencia.

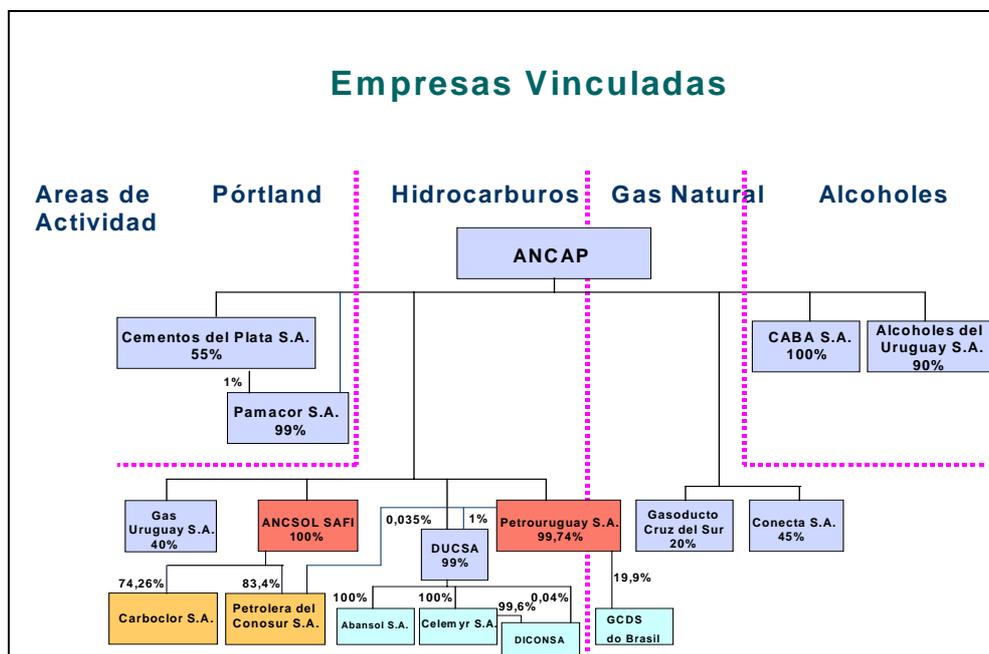
En el área de Energía, ANCAP participa en los siguientes negocios:

- Exploración y producción de hidrocarburos (E&P)
- Refinación
- Distribución y comercialización de combustibles líquidos y GLP
- Gas natural: E&P, importación, transporte, distribución y comercialización
- Biocombustibles
- Industrialización y comercialización de lubricantes

En lo que respecta a los negocios no energéticos, ANCAP participa en los siguientes negocios:

- Azúcar
- Portland
- Petroquímica
- Bebidas alcohólicas
- Alcoholes y solventes industriales

ANCAP participa directamente en cada una de estas actividades o a través de empresas subsidiarias, o a través de una participación en el capital accionario:



Según surge del cuadro anterior, **ANCAP participa en las siguientes sociedades:**

Empresas vinculadas con ANCAP	Participación directa de ANCAP	Empresas directas de las vinculadas con ANCAP			Participación indirecta de ANCAP
		Empresa	Radicación	%	
ALCOHOLES DEL URUGUAY SA	90%				
ANCSOL SAFI	100%	CARBOCLOR SA	Argentina	74.26%	74.26%
		PETROLERA DEL CONO SUR SA	Argentina	83.40%	92.19%
CABA SA	100%				
CEMENTOS DEL PLATA SA	55%	PAMACOR SA	Uruguay	1.0%	0.55%
CONECTA SA	45%				
DUCSA	99%	ABANSOL SA	Uruguay	100.0%	99.0%
		CELEMYR SA	Uruguay	100.0%	99.0%
GASODUCTO CRUZ DEL SUR SA	20%				
GAS URUGUAY SA	40%				
PAMACOR SA	99%				
PETROURUGUAY SA	99.74%	DUCSA	Uruguay	1.0%	0.9974%
		PETROLERA DEL CONO SUR SA	Argentina	0.0377%	0.03765%
		GASODUCTO CRUZ DEL SUR DO BRASIL SA	Brasil	20.0%	19.959%

Nota: con excepción de Petrouuguay SA, radicada en Argentina, todas están radicadas en Uruguay.

Fuente: ANCAP, Memoria Anual 2005.

6.2 Actividades e infraestructura por área de negocio

6.2.1 Subsector Petróleo y derivados

6.2.1.1 Exploración y producción (E&P)

ANCAP ha participado en diversas experiencias de exploración en Uruguay y en el exterior, a nivel de la región (Argentina) y otros países de Sudamérica (Ecuador, Venezuela).

En el caso de Uruguay, las exploraciones onshore se hicieron a riesgo total de ANCAP en tanto que offshore, en función del nivel de inversiones y las carencias de know how, se optó por contratos de riesgo.

Actualmente se encuentra vigente un contrato de E&P con la firma WAVEFIELD INSEIS de prospección en la plataforma continental uruguaya, en la cuenca de Punta del Este.

En el negocio de E&P en el exterior, ANCAP participa a través de su subsidiaria Petrouuguay S.A., creada en el año 1991, con el objetivo de “realizar por cuenta propia o de terceros, o asociada a terceros, en el país o en el exterior, las siguientes actividades: prospección, exploración, perforación, explotación, elaboración, producción, comercialización, importación y exportación de hidrocarburos líquidos y gaseosos y sus derivados, pudiendo a este efecto ejercer todos los actos relacionados con la industria petrolera, desde el sondeo hasta la obtención de los productos refinados y subproductos directos, su almacenaje, transporte y distribución”.

El capital accionario de la empresa pertenece mayoritariamente a ANCAP, con una participación del 96.74% del capital, ANCSOL SA (SAFI) 3% y la Corporación Nacional para el Desarrollo (CND) 0.26% (valores vigentes a setiembre/2007).

En Argentina, Petrouuguay SA participa en la producción de gas y petróleo asociada a otras empresas petroleras, constituyendo lo que se denomina Uniones Transitorias de Empresas (UTE'S), las que en definitiva son las titulares de las concesiones otorgadas por el Estado Argentino.

Los contratos de las Uniones Transitorias de Empresas establecen que el Operador es quien ejecuta los programas, en base a las directivas y presupuestos aprobados por el Comité de Operaciones, que integran los socios según su participación.

Los hidrocarburos producidos son propiedad de cada socio de acuerdo a su participación y entre todos o parte de ellos pueden establecer acuerdos de comercialización.

En las UTE'S integradas por Petrouuguay SA el operador es el accionista mayoritario.

En lo que respecta a la estructura organizativa de Petrouuguay SA, no tiene una estructura propia, por lo que sus funciones se realizan a través de las siguientes áreas de ANCAP:

- División Planificación y Desarrollo: en lo que respecta a la administración general y gestión técnica de la empresa.
- División Gas Natural: a cargo de la operación y mantenimiento del gasoducto del litoral, exportación de gas natural desde Argentina a Uruguay.
- Auditoría externa de ANCAP

Actualmente ANCAP participa en Argentina en las siguientes áreas:

- ☑ Area la Amarga Chica – Bajada del Palo (Petrouruguay 20%; operador Petrobras Energía SA); en estas áreas se continua con la explotación de los yacimientos petrolíferos existentes en el área. En cuanto a la producción de petróleo, se alcanzó una producción de 13.735 m3 (año 2005).
- ☑ Area Aguada de la Arena (Petrouruguay 20%; operador Petrobras Energía SA)
La producción media de gas fue de 623.185 m3/día (año 2005).
La mayor parte de la producción que corresponde a Petrouruguay fue exportada a Uruguay.
- ☑ Area Tres Nidos – El Caracol Norte (Petrouruguay 35%; operador Tecpetrol SA)
En el caso de El Caracol Norte, la revisión de los antecedentes sugiere la existencia de un potencial remanente no explorado. Con la tendencia actual de los precios del petróleo sería posible la explotación rentable de pequeños prospectos.
En Tres Nidos la posibilidad de que exista un potencial remanente económicamente rentable es sensiblemente menor.
- ☑ Bloques CCM-2, CAA-7 Y CAA-44 (Petrouruguay 10%; operador Repsol YPF SA)
En los bloques de la Cuenca de Colorado Marina, se concretó una prórroga del período exploratorio (bloque CCM-2). En el caso de los restantes bloques se dispuso que fueran adjudicados a la empresa ENARSA.
La zona de Colorado Marina es una zona a riesgo (prospección petróleo).

En Venezuela ANCAP tiene participación, a través de Petrouruguay, en el Area Ayacucho en la Faja Petrolífera del Orinoco (crudos pesados). Actualmente la actividad está centrada en la evaluación y certificación de reservas. ANCAP participa en esta actividad en asociación con PDVSA

(socio mayoritario) y ENARSA, de Argentina. La participación de ANCAP en el negocio (10%) permitiría el abastecimiento de nuestro mercado interno, ya sea a través del procesamiento del crudo en la Refinería de La Teja, lo cual requeriría previamente la conversión de la refinería para el procesamiento de crudos pesados, o su exportación.

La estrategia de la empresa en el área de E&P, está orientada a la búsqueda de oportunidades de acceso a reservas de hidrocarburos y producción de petróleo y gas que permitan garantizar y/o mejorar las condiciones de abastecimiento de crudo para el mercado interno (disponibilidad y precio).

El nivel de inversiones que requieren las actividades de E&P excede la capacidad económico-financiera de ANCAP, en función del nivel de inversión y el riesgo minero propio de las actividades de E&P, por lo que la estrategia de la empresa ha sido aprovechar oportunidades de asociación con otras empresas de la región.

En Uruguay, la estrategia prevista es incentivar la inversión privada en exploración en la plataforma continental uruguaya, a través de contratos con terceros.

6.2.1.2 Refinación

En el año 1934 se inaugura la primer planta de combustibles y en 1935 comienza el montaje de la Refinería de La Teja, inaugurada en 1937, con una capacidad de refinación de 5.000 bls/diarios.

En los años '60 se amplía su capacidad de procesamiento, en tanto que la siguiente remodelación recién fue realizada a principios de los '90, en que aumenta la capacidad de refinación a 37.000 bls/diarios.

En el año 2001 se puso en marcha un proceso de expansión y un nuevo proyecto de remodelación de la refinería, que permitiera elaborar combustibles de mayor calidad, ampliar la capacidad de producción de la refinería, mejorar la competitividad de la producción y disminuir el impacto ambiental de la refinería.

A principios del año 2003 finalizó el proyecto de remodelación de la refinería, permitiendo ampliar la capacidad de refinación de 37.000 a 50.000 barriles diarios, iniciar la producción de naftas sin plomo, a fin de adecuar la producción a las exigencias de calidad de los mercados internacionales, reducir el contenido de azufre de las naftas, modificar la estructura de producción a favor de un aumento en la producción de gas oil, y reducir la

producción de productos pesados tales como fuel oil y asfaltos. La reforma permite refinar crudos más pesados, de menor precio en el mercado internacional.

Actividad	Infraestructura
Boya petrolera	José Ignacio (Terminal del Este)
Transporte de petróleo	Oleoducto 166 kms (Terminal del Este – Refinería La Teja) Flota
Refinación de petróleo	Refinería de La Teja
Plantas de almacenamiento	José Ignacio
Plantas de distribución de derivados	La Tablada Juan Lacaze Paysandú Durazno Treinta y Tres
Comercialización de productos derivados del petróleo	Plantas de venta propia Capacidad de almacenamiento en terminales Red de estaciones de servicio del sello ANCAP (DUCSA)

Capacidad instalada de la refinería, por unidades:

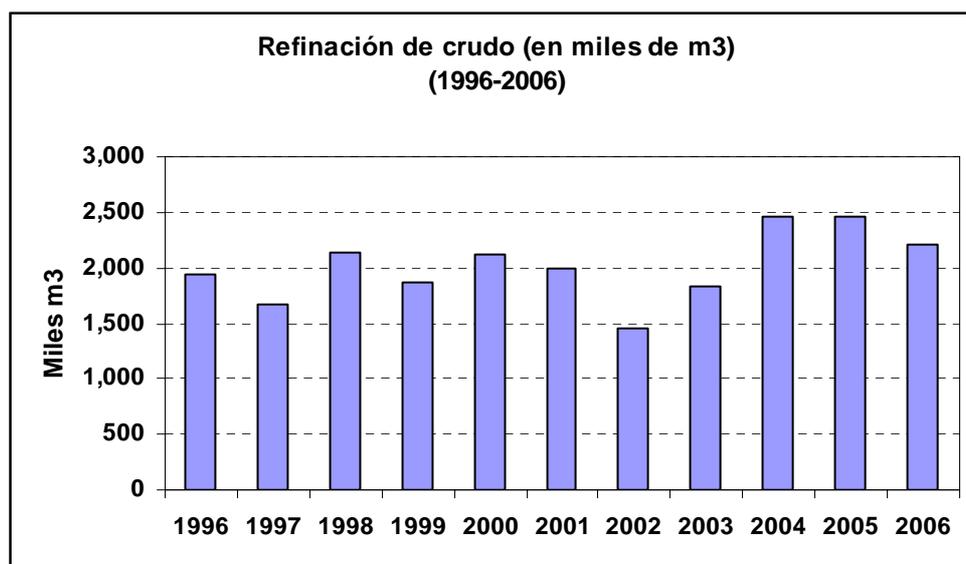
Unidad	Producto	Capacidad
Topping	LPG – Gasolina carga de Isomerización y Reforming- Queroseno – Gasoil – Carga de Vacío	50.000 bpd
Vacío	Gasoil – Carga de FCCU – Carga de Visbreaking – Asfalto	21.000 bpd
FCCU	LPG – Gasolina intermedia – Gasoil – Diluyent fuel oil	13.000 bpd
Visbreaking	Gasoil – Fuel oil	7.000 bpd
Hidratadora de naftas		18.000 bpd
Reforming	LPG – Gasolina alto octano	12.000 bpd
Isomerización	Gasolina bajo octano	6.000 bpd
Desulfurizadora de destilados medios		5.000 bpd

Fuente: ANCAP

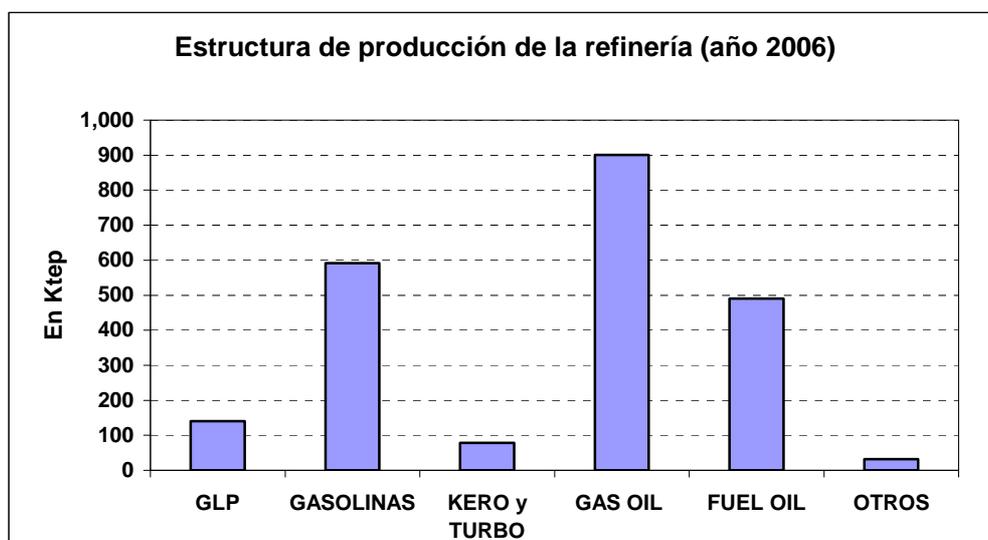
La capacidad de procesamiento de la refinería se ubica en un promedio de 40.000-45.000 bls/diarios, lo que representa aproximadamente un 90% de utilización de la capacidad instalada de la refinería.

La producción de la refinería mantuvo una tendencia creciente hasta el año 1998. A partir del año 1999, la economía entra en recesión y a partir del año 2003 se siente el impacto de la crisis económica, lo que se ve reflejado en una caída en el consumo interno de derivados y el nivel de actividad de la refinería.

Durante el período 2002-2003 tuvieron lugar las obras de remodelación de la refinería, por lo que la refinería permaneció inactiva durante parte de este período.



A partir del año 2004 se inicia el proceso de recuperación de la economía, lo que se refleja en un aumento en la producción de la refinería, si bien aún el nivel de ventas de derivados en el mercado interno aún no alcanza los niveles previos a la crisis.



Fuente: DNETN.

El nivel de producción de la refinería está determinado por la demanda de gas oil. A partir de la última reforma de la refinería, se incrementó la producción de gas oil de forma de adecuar la producción de la refinería a la estructura del mercado, caracterizada por una fuerte dieselización del parque automotor.

Si bien el gobierno ha impulsado diversas medidas orientadas a reducir el consumo de gas oil de vehículos de uso particular, la tendencia es hacia un crecimiento de la demanda de gas oil asociado al crecimiento de la actividad productiva.

La región es deficitaria en la producción de gas oil.

A partir de esto es posible concluir que la política de combustibles de ANCAP estará orientada en los próximos años hacia la producción de productos medios (gas oil), para el abastecimiento del mercado interno y, eventualmente, el déficit de gas oil en la región.

Por otra parte, existe un proyecto de ampliación de la capacidad de refinación y adecuación para el procesamiento de crudos pesados. En este sentido, el Acuerdo Energético firmado recientemente con el gobierno de Venezuela (agosto, 2007)³, establece específicamente dentro de los ejes de acción en el sector de petróleo la "expansión y adaptación de la Refinería de

³ "Tratado de Seguridad Energética entre la República Bolivariana de Venezuela y la República Oriental del Uruguay", 6 de agosto de 2007.

La Teja mediante la construcción de un módulo de conversión profunda de 60 miles bls/diarios”. Este proyecto sería realizado en asociación con PDVSA, en el marco de la estrategia de creación de Polos de Refinación en la región.

Esta estrategia es consistente con la participación de ANCAP en E&P en la Faja del Orinoco, en asociación con PDVSA y ENARSA, y la tendencia mundial hacia el procesamiento de crudos pesados por las dificultades de abastecimiento de crudos livianos.

En el largo plazo la estrategia de ANCAP esté orientada a aumentar la capacidad de refinación en la Refinería La Teja con el fin de adquirir una mayor escala de refinación y una mejora en la capacidad de conversión de crudos.

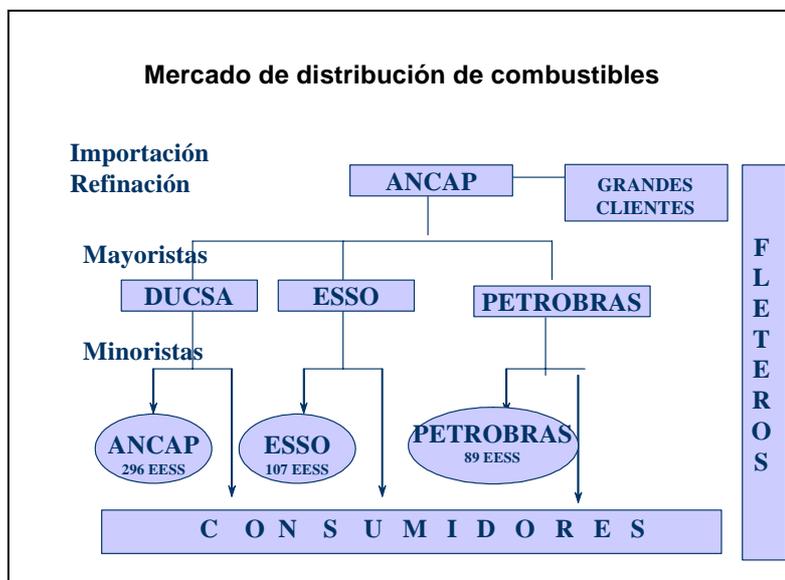
Para un país como Uruguay que no dispone de reservas de petróleo, resulta esencial garantizar la seguridad de abastecimiento y el precio del crudo, por lo que la estrategia del sector debería estar orientada hacia una mejora en el acceso a reservas de crudo, acuerdos de financiación por la compra de crudos y una mejora de la escala y capacidad de conversión de crudos de la refinería.

En lo que respecta a la calidad de los combustibles, actualmente se encuentra en proceso un proyecto de instalación de unidades de desulfurización de destilados medios y de naftas que permitirá reducir el contenido de azufre del gas oil y las naftas, y una reducción del nivel de emisiones originada en el consumo de combustibles.

El proyecto comprende la instalación de una planta desulfuradora de gas oil de 18000 bpd, que llevará el contenido de azufre en el producto a 50 ppm, una planta desulfuradora de nafta de cracking de 6000 bpd que permitirá obtener un tenor de azufre de 30 ppm en la producción general de naftas y una planta recuperadora de azufre de 30 tpd. La construcción de la planta está prevista finalice a mediados del 2009.

6.2.1.3 Distribución y Comercialización de derivados

El mercado de distribución de combustibles líquidos, se concentra en 3 empresas: Petrobras Energía SA, ESSO y DUCSA:



Fuente: ANCAP

ANCAP participa directamente en la distribución mayorista y comercialización de combustibles líquidos en el mercado interno a través de la empresa DUCSA (Distribuidora Uruguay de Combustibles SA). El 99% del capital accionario de DUCSA pertenece ANCAP. DUCSA opera en el ámbito del derecho privado.

ANCAP también opera en el segmento de venta directa a grandes consumidores y bocas de consumo propio, ya sea directamente ANCAP o a través de DUCSA.

Al igual que las restantes distribuidoras, ANCAP posee un contrato de largo plazo con DUCSA, a través del cual se fijan las condiciones de distribución. Las condiciones contractuales de ANCAP con DUCSA son similares a las que rigen para el resto de las distribuidoras de combustibles.

A nivel de la distribución minorista, DUCSA posee una participación mayoritaria en el mercado de distribución, con una red de aproximadamente 300 estaciones del sello ANCAP, sobre un total de aproximadamente 500 estaciones de servicio a nivel nacional. La red de estaciones opera a través de contratos con los agentes (estacioneros).

A partir de la compra de la red de estaciones de TEXACO (89 EESS), DUCSA pasó a tener una participación dominante en el segmento de distribución de combustibles líquidos. La compra de la red de estaciones TEXACO, respondió a un objetivo estratégico, ya que le permite a ANCAP mantener una posición dominante en el mercado de combustibles y una mejora en la rentabilidad global del negocio asociada a la integración vertical de la cadena, la optimización de la escala y la logística de distribución.

El ingreso de Petrobras Energía SA al mercado de distribución se concretó en el último año con la compra de la red de estaciones SHELL.

En el caso de la distribuidora ESSO, la empresa ha planteado su interés en retirarse del mercado de distribución de combustibles en Uruguay y la región. El interés del gobierno es gestionar su venta a un tercer actor, existiendo actualmente negociaciones con PDVSA de Venezuela.

Si bien existe interés de Petrobras Energía SA en la red de estaciones de ESSO (107 estaciones), la estrategia del gobierno está orientada al ingreso de un tercer actor (PDVSA), a fin de evitar un aumento en la concentración del mercado de distribución.

A continuación se presenta la estructura actual del mercado de distribución de combustibles líquidos:

Ventas en estaciones de servicio (Año 2004)

	Estaciones Servicio		Participación de Mercado
ANCAP (DUCSA)	207	42.1%	38.0%
ESSO	107	21.7%	19.4%
PETROBRAS	89	18.1%	22.4%
TEXACO (DUCSA)	89	18.1%	20.2%

Fuente: ANCAP.

Nota: porcentaje de participación sobre ventas de combustibles en estaciones.

Participación por producto en ventas en estaciones (Año 2004)

	Gasolinas	Gas Oil	Total
ANCAP (DUCSA)	40.7%	36.9%	38.0%
ESSO	22.6%	18.2%	19.4%
PETROBRAS	19.3%	23.7%	22.4%
TEXACO (DUCSA)	17.4%	21.2%	20.2%

Fuente: ANCAP

Según surge del cuadro anterior, ANCAP presenta detenta una posición dominante en el mercado de distribución y comercialización en Uruguay, con una participación superior al 50% de las ventas a través de estaciones de servicio.

A nivel regional, a partir del año 1998, ANCAP ingresó en el negocio de distribución de combustibles en Argentina, a través de la red de estaciones Sol Petróleo. Es así que en el año 1999 crea la empresa Petrolera del Conosur S.A. (PCSA), a cargo de la red de estaciones Sol Petróleo.

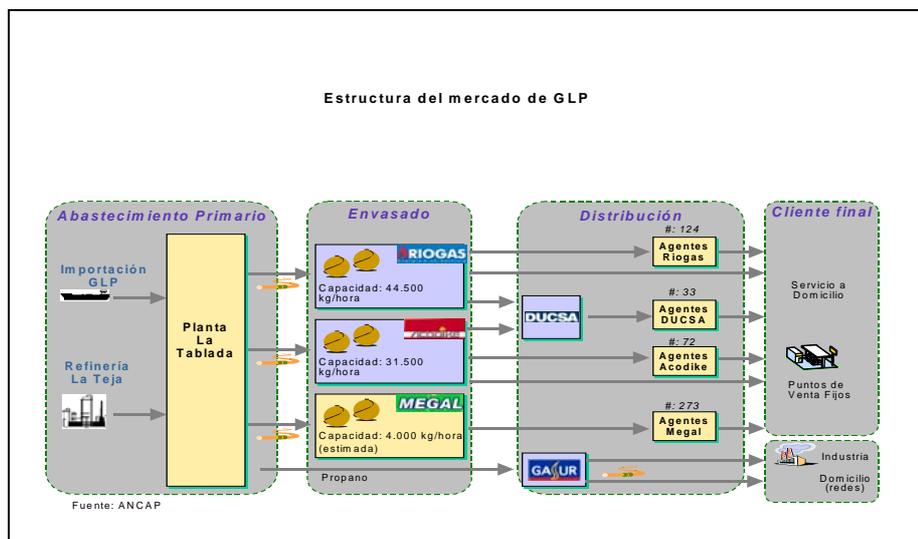
6.2.1.4 Subsector Gas Licuado de Petróleo

El negocio de GLP es monopólico en la etapa de abastecimiento primario (producción e importación de GLP), a cargo de ANCAP. A partir del año 2004 se modifica el marco regulatorio de las actividades de GLP⁴, y se liberalizan las actividades de envasado y distribución (apertura a la competencia).

A partir del nuevo marco regulatorio, la estructura del mercado es la siguiente:

Rubro	Empresas
Producción e importación de GLP	ANCAP
Plantas envasadoras de GLP	Acodike-Riogas-Megal
Distribuidores de GLP (agentes)	Acodike – Riogas – DUCSA – Megal
Distribuidor de GLP a granel	Gasur
Locales de venta de GLP	Minoristas c/sello

⁴ “Reglamento para la prestación de actividades de comercialización mayorista, transporte, envasado, recarga y distribución de gas licuado de petróleo (GLP)”, URSEA, febrero de 2004.



Fuente: ANCAP

ANCAP participa en el mercado de GLP en la producción e importación de GLP (monopolio legal de acuerdo a la Ley 8764, de creación de ANCAP).

De acuerdo al marco regulatorio vigente, ANCAP está habilitada a participar en el mercado de envasado y distribución de GLP, a través de su propia distribuidora (DUCSA).

Las plantas de envasado que operan Riogas y Acodike son de propiedad de ANCAP. Las plantas son operadas por Riogas y Acodike en el marco de los contratos de operación establecidos con ANCAP, y por el que están obligadas al pago de un canon a ANCAP por el uso de las plantas para el abastecimiento de su propia red de distribución.

Existe una tercera planta de envasado que es propiedad de la empresa Megal.

En el segmento de distribución, a partir del año 2005, ANCAP ingresa a la distribución de GLP a través de DUCSA.

En la distribución de propano a granel a clientes industriales, ANCAP participa a través de la empresa Gas Uruguay SA (Gasur). El 40% del capital accionario pertenece a ANCAP y el resto a las empresas Acodike y Riogas.

Caracterización del negocio de GLP – datos año 2005

Empresa	Estructura de mercado		Red de distribución No. agentes
	En toneladas	En %	
RIOGAS	34.018 ton.	38%	124
ACODIKE	36.229 ton.	41%	72
DUCSA	12.460 ton.	14%	33
MEGAL	3.927 ton.	4%	273
GASUR	2.464 ton.	3%	Distrib. granel
TOTAL	89.098 ton.	100%	

Fuente: ANCAP

Notas: En el caso de GASUR corresponde a la distribución de propano a granel a clientes industriales.

El ingreso de ANCAP a la distribución de GLP, le permite captar el margen del negocio de GLP (distribución y comercialización) y mejorar la rentabilidad de ANCAP, a través de las economías asociadas a la integración vertical de la cadena de GLP.

A partir de noviembre de 2007, comenzará a operar un nuevo esquema de envasado, por el cual la operación de las plantas de propiedad de ANCAP será realizada directamente por Gasur.

6.2.1.5 Biocombustibles

ANCAP participa a través de la empresa Alcoholes del Uruguay (ALUR) (ANCAP 90% del capital accionario y 10% de la CND), de las siguientes actividades: producción, industrialización, fraccionamiento, comercialización, distribución, importación y exportación de alcoholes, azúcar, melaza, derivados y subproductos.

A través de ALUR se está gestionando el “Proyecto sucroalcoholero”, orientado a la producción de biodiesel y etanol para el abastecimiento del mercado interno. ANCAP participa en este emprendimiento asociado con PDVSA (Venezuela).

En el marco de los acuerdos firmados con Venezuela⁵, ANCAP se encuentra desarrollando un proyecto de producción de etanol en base a caña de azúcar para el cual adquirió las instalaciones de una cooperativa agrícola. El proyecto implica aumentar el cultivo de caña de 3 millones a 10 millones de

⁵ “Tratado de Seguridad Energética ente la República Bolivariana de Venezuela y la República Oriental del Uruguay”, 6 de agosto de 2007.

hectáreas, aumentar el rendimiento de caña por hectárea y el contenido de azúcar en la caña, así como reformar la planta productora de azúcar para obtener etanol deshidratado con una inversión de 7 millones de dólares aportados por Venezuela. El proyecto podría estar en funcionamiento para el 2008.

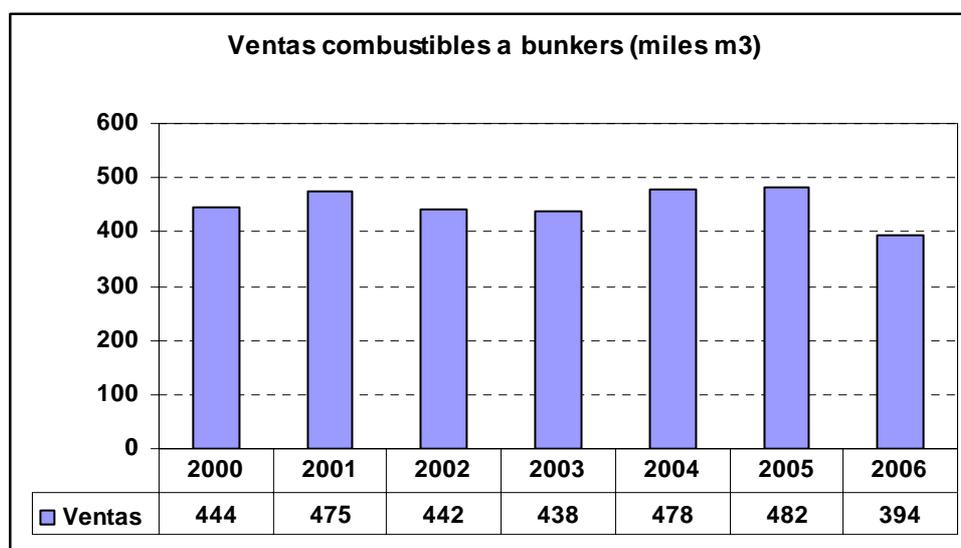
6.2.1.6 Bunkers

El mercado de bunkers es un mercado competitivo.

Existe una segmentación del mercado en los siguientes productos: gas oil, fuel oil y jet.

En el caso de la distribución de combustibles marinos participan las siguientes empresas: ANCAP, ESSO, Petrobrás Energía SA, Christophersen, Estimar, Acler, Repsol-YPF.

En el caso de la distribución de combustibles de aviación, participan las siguientes empresas: ANCAP, ESSO, Petrobrás Energía SA, Air Total.



6.2.1.7 Lubricantes

El mercado de lubricantes es un mercado competitivo, existe libertad de importación y multiplicidad de empresas operando en el mercado.

ANCAP participa en la etapas de industrialización y comercialización.

Infraestructura industrial:

- Planta de Blending en la Refinería La Teja
- Capacidad de producción: 16.000 m³/año

ANCAP participa en la comercialización de lubricantes en Uruguay a través de DUCSA, siendo el líder en el mercado interno de lubricantes:

Participación de ANCAP en el mercado interno:

Producto	Participación Mercado
Lubricantes automotivos	38%
Lubricantes industriales	36%
Grasas	43%
Marinos	10%

Fuente: ANCAP, Memoria anual 2005.

A nivel regional, participa en la distribución de lubricantes en Argentina a través de su subsidiaria Petrolera del Cono Sur SA (PCSA).

En el mercado de lubricantes, la estrategia de la empresa se basa en la expansión comercial en Argentina a través de su subsidiaria, Petrolera del Cono Sur SA.

6.2.1.8 Asfaltos

A partir del año 2001, se eliminó el monopolio legal de ANCAP en la producción y distribución de asfaltos, siendo actualmente una actividad abierta a la competencia.

Los precios son fijados por ANCAP.

6.2.2 Sector Gas Natural

ANCAP participa en las distintas actividades de la industria de gas natural:

- ☑ Producción: a través de la participación de Petrouuguay SA en diversas áreas en Argentina y Venezuela, en asociación con empresas regionales.
- ☑ Importación de gas natural (monopolio legal, según la Ley 8.764 de creación de ANCAP)
- ☑ Transporte de gas natural:
 - ANCAP es el propietario del Gasoducto del Litoral (propiedad de Petrouuguay SA). El operador técnico del gasoducto en Uruguay es ANCAP y Transportadora de Gas del Norte (TGN) en el tramo argentino.
 - **Dispone de derechos de transporte firme e interrumpible, sin pago de tarifa por 40 años, en el Gasoducto Entrerriano de la Cía. Entrerriana de Gas.**
 - ANCAP tiene una participación del 20% en la propiedad del Gasoducto Cruz del Sur.
 - Reserva de capacidad de transporte firme en el GCDS de 1,5 MM m³/día hasta el año 2017.
 - Exclusividad de venta de transporte en el GCDS a las dos distribuidoras:
 - Gaseba hasta 500 mil m³/diarios en firme más 200 mil m³/diarios interrumpibles
 - Conecta sin límite
- ☑ Comercialización de gas natural: ANCAP tiene contratos de suministro y transporte en el segmento industrial de consumos superiores a 5.000 m³/diarios
- ☑ Distribución de gas natural: ANCAP tiene una participación del 45% en el capital accionario de CONECTA SA (distribuidora de gas natural por redes del Interior del país), en sociedad con Petrobras Energía SA (55%). El operador de la distribuidora es Petrobras.

A continuación se presenta una síntesis de las inversiones realizadas por ANCAP en el sector gas natural:

Inversión	Monto (US\$)
Gasoducto Entrerriano	10.000.000
Gasoducto del Litoral	8.000.000
Conecta SA	17.000.000
Gasoducto Cruz del Sur	30.000.000
TOTAL (US\$)	65.000.000

Fuente: ANCAP

A nivel regional, ANCAP participa en la producción de gas natural en Argentina, a través de Petrouuguay SA.

En el área de producción, participa con Petrobras Energía SA en Aguada de La Arena, Cuenca Neuquina, Argentina (Petrouuguay 20%, operador Petrobras, 80%), lo cual le confiere propiedad sobre aproximadamente 120 mil m³/d de producción actual de gas natural.

En transporte, tiene contratos de transporte firme e interrumpible en gasoductos troncales argentinos (Centro-Oeste y Neuba-II)

ANCAP posee un permiso de exportación de 200 mil m³/d de gas natural originario de Aguada de La Arena que vence en setiembre de 2008 (titular Petrouuguay SA).

A partir de la crisis energética de Argentina del 2004 y las restricciones impuestas a la exportación de gas natural, y las dificultades de acceso a las reservas de gas natural de Bolivia, se plantean dificultades para garantizar el abastecimiento del mercado interno y el desarrollo del mercado de gas natural.

En este contexto, el objetivo de ANCAP es asegurar el suministro de gas natural de forma de que no comprometa sus negocios aguas abajo (transporte, distribución y comercialización).

En lo que respecta al desarrollo del mercado, el mismo está condicionado a la disponibilidad de gas natural y las condiciones de acceso al gas natural de la región.

Las estrategias que actualmente se encuentran en consideración para asegurar el suministro de gas natural son las siguientes:

- Participación en el proyecto de instalación de una planta de regasificación de GNL en Uruguay, destinada a abastecer el mercado interno y, en función de la escala mínima requerida para que el proyecto sea viable, el mercado argentino.
El proyecto se encuentra en estudio.
ANCAP participa en este proyecto en conjunto con la empresa UTE (energía eléctrica) y ENARSA de Argentina. Existe interés de participar en el proyecto por parte de las empresas PDVSA, Repsol YFF y Petrobras Energía SA.
- Participación en el Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) y eventualmente otros proyectos regionales (Anillo Energético, etc.)
- Acceso a las reservas de gas de Bolivia y eventualmente Venezuela.

6.2.3 Negocios no energéticos

6.2.3.1 Negocio de pórtland:

El negocio de portland de ANCAP incluye dos plantas de producción y una planta de almacenaje y expedición cerca de los principales centros de consumo.

Características generales de la producción de portland ANCAP:

- Capacidad clinker: 511 Ktons/a
- Producción: 360 Ktons/a (año 2006)
- Porcentaje utilización: 70% capacidad instalada.

El negocio de pórtland de ANCAP actualmente es deficitario. El reducido tamaño del mercado interno y las escalas de producción del negocio determinan la importancia de alcanzar acuerdos regionales a través de los cuales acceder al mercado regional que permitan aumentar las exportaciones y superar las limitaciones del mercado interno y mejorar el factor de utilización de la capacidad instalada.

6.2.3.2 Petroquímica

ANCAP participa en este negocio a través de su subsidiaria Carboclor SA, en Argentina, en la producción de solventes. Actualmente se están realizando gestiones para la venta de esta empresa ya que se trata de un negocio deficitario para ANCAP.

6.2.3.3 Bebidas alcohólicas

ANCAP opera en el negocio de bebidas alcohólicas a través de la empresa CABA S.A..

Para ello dispone de una planta destiladora en la localidad de Paysandú y una planta de añejamiento, elaboración y empaque en Montevideo.

6.2.3.4 Alcoholes y solventes industriales

ANCAP, a través de ALUR S.A., participa en la comercialización de alcoholes y solventes industriales, con producción propia y de terceros.

El objetivo de la empresa es fortalecer la presencia de ALUR en el mercado de comercialización de alcoholes y solventes industriales en el mercado interno.

6.3 Evaluación de la gestión. Indicadores operativos y financieros de ANCAP

6.3.1 Indicadores operativos

Año	Refinación (miles bls/año)
1996	12.200
1997	10.700
1998	13.400
1999	11.700
2000	13.200
2001	12.400
2002	9.100
2003	11.500
2004	15.475

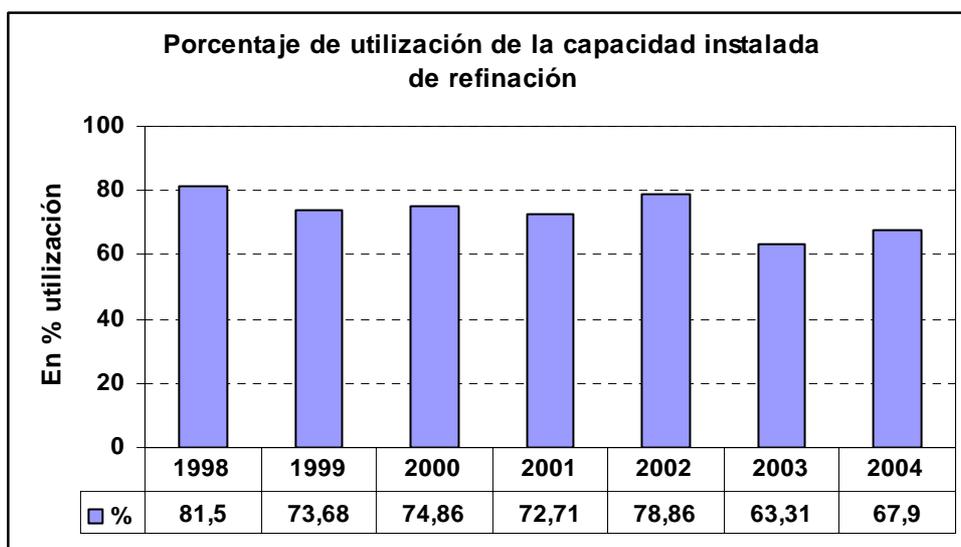
Fuente: DNETN

A partir del año 1999 se registra una caída en la producción de la refinería como resultado de la crisis económica (1999-2003).

Durante el período 2002-2003 se realizaron las obras de remodelación de la refinería.

A partir del año 2004 se inicia la recuperación de la economía, lo que se traduce en un aumento en la actividad de la refinería.

El porcentaje de utilización de la capacidad instalada de la refinería ha seguido la pauta de la evolución en la producción de la refinería. En el 2005 se registró una mejora en la utilización de la refinería, ubicándose actualmente en 82%.



Fuente: ANCAP

Margen neto de refinación (US\$/bl):

	América Latina	ANCAP	
		2002	2004
Margen neto (US\$/bl)	1.51	-0.40	2.57

Fuente: ANCAP

La mejora en el margen neto de refinación de la Refinería de ANCAP está asociado al aumento en la capacidad de la refinería a partir de la ampliación del año 2003 (de 37.000 a 50.000 bls/diarios) y la adecuación de la estructura de producción de la refinería a la estructura de la demanda interna.

En lo que respecta a la compra de crudo, las compras se realizan a través de licitaciones. A partir del 2005 se logró la firma de un acuerdo con Venezuela, por el que el crudo se adquiere al precio del mercado

internacional y permite financiar hasta un 15% del valor de las importaciones a un plazo de 25 años.

En lo que respecta a la calidad de los combustibles, a partir del año 2003 se inició la producción de gasolinas sin plomo, lo que permitió a la empresa adecuarse a los estándares de calidad internacionales.

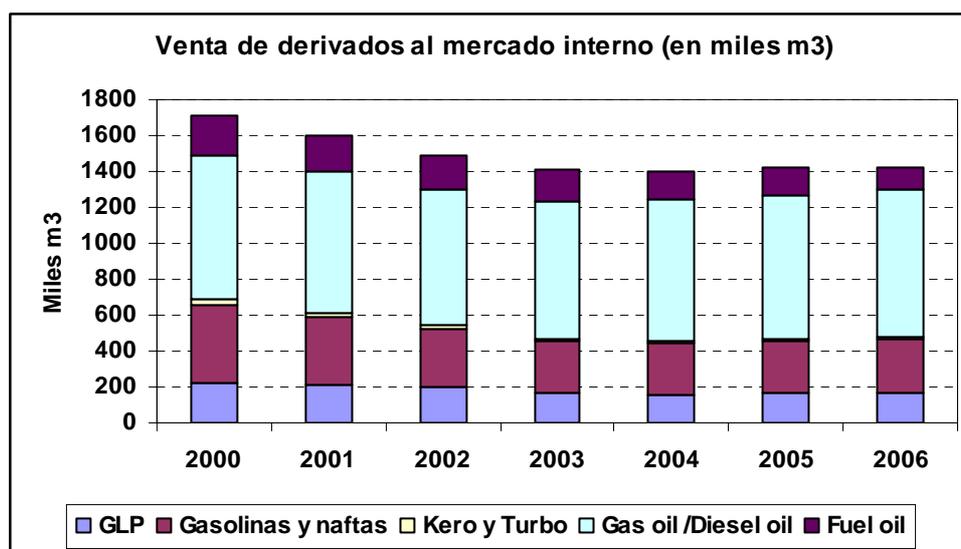
En lo que respecta al contenido de azufre de gasolinas y gas oil, se encuentra en ejecución un proyecto de instalación de una planta de desulfurización que permitirá llevar los niveles de azufre de los productos al nivel exigido a nivel internacional. Se prevé que la planta estará operativa a partir del año 2009.

Ventas de derivados al mercado interno (en miles m3):

Año	GLP	Gasolina s y naftas	Kero y Turbo	Gas oil / diesel oil	Fuel oil	Otros	Total
2000	217,7	442,0	27,1	803,2	223,5	67,7	1781,2
2001	208,5	380,2	20,7	792,9	201,6	61,7	1665,6
2002	201,2	322,5	17,2	758,5	190,6	39,0	1529,0
2003	170,9	279,3	14,6	767,8	174,3	49,9	1456,8
2004	155,4	283,9	12,0	792,2	153,2	58,8	1455,5
2005	164,9	291,0	10,7	800,4	150,9	38,7	1456,6
2006	165,8	305,2	9,3	818,7	122,9	39,1	1461,0

Fuente: DNETN

Nota: No incluye las ventas de gas oil y fuel oil para generación térmica de UTE



A partir del año 1999 se registra una caída en las ventas de combustibles destinadas al mercado interno como consecuencia del impacto de la crisis económica (1999-2003). A partir del año 2004 se inicia una leve recuperación de las ventas de derivados vinculado a la evolución del PBI de la economía. No obstante, las ventas de derivados se ubican un 23% por debajo de los niveles de consumo previos a la crisis.

Mercado de combustibles (en miles m3)	2004	2005	Tasa crec. 2004-2005
Mercado interno	1.450,7	1.444,8	-0,4%
Bunkers	477,7	483,8	1,3%
UTE (centrales generación)	321,0	273,8	-14,7%
Exportaciones	441,5	467,4	5,9%
TOTAL	2.690,9	2.669,8	-0,8%

Fuente: ANCAP

Las exportaciones de ANCAP corresponden fundamentalmente a las exportaciones de nafta vinculadas al contrato contraído como pago de la remodelación de la refinería 2002-2003.

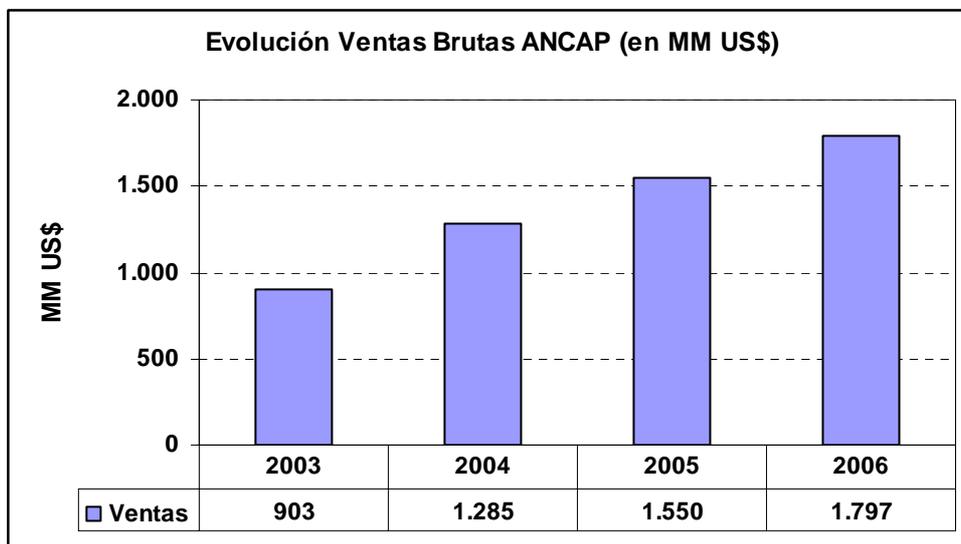
Ventas de gas natural al mercado interno:

Gas natural (miles m3)	2004	2005	Tasa crec. 2004-2005
Mercado interno	76.684	61.858	-19,3%

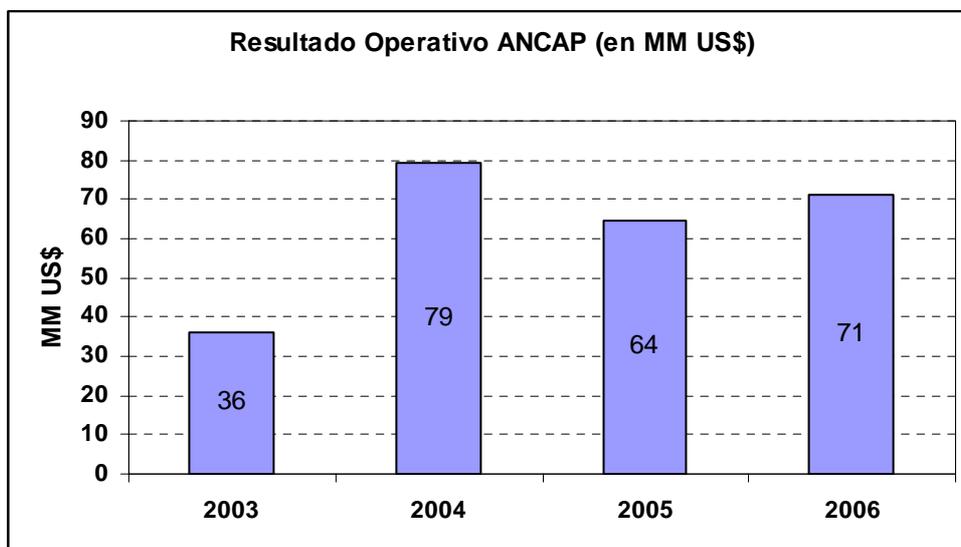
Fuente: ANCAP, Memoria Anual 2005

La caída en las ventas de gas natural está asociada a la crisis energética argentina y las restricciones impuestas a las exportaciones de gas natural en el caso de los contratos interrumpibles (sector industrial), por parte de Argentina. Esto determinó, junto con el aumento en el precio del gas natural, que muchos usuarios industriales sustituyeran su consumo de gas natural por el consumo de leña y fuel oil.

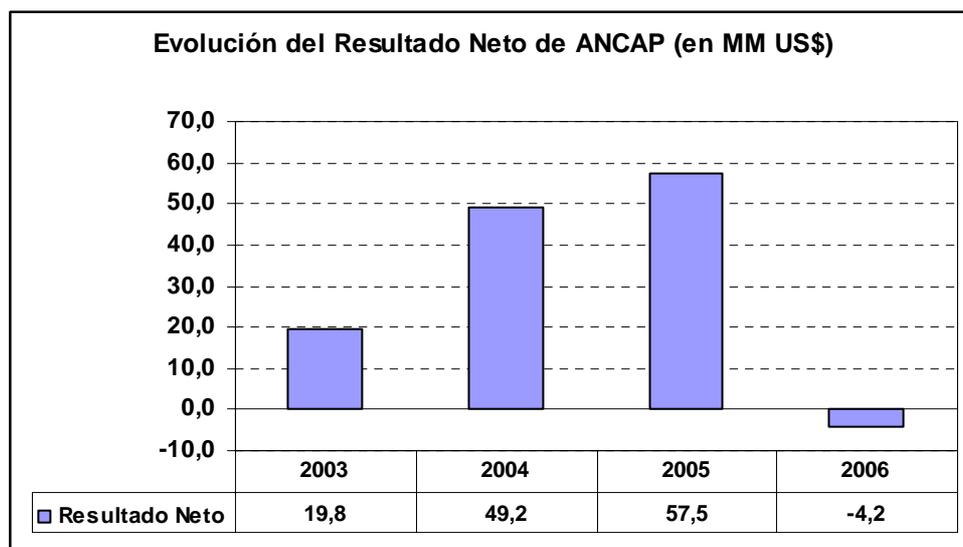
6.3.2 Indicadores económico-financieros



Fuente: Estado de Resultados anual, ANCAP.



Fuente: Estado de Resultados anual, ANCAP.



Estado de Resultados correspondiente al período 2003-2006

En millones dólares:

Concepto / Año	2003	2004	2005	2006
Ingresos operativos	903,0	1.284,7	1.550,2	1.797,4
Locales	821,9	1.153,5	1.382,2	1.663,1
Exportaciones	81,2	131,3	168,1	134,3
Descuentos, bonificaciones	-89,7	-103,2	-114,4	-134,8
IMESI	-165,5	-180,8	-213,0	-233,7
Contr. al fideicomiso transp. pasajeros	0,0	0,0	0,0	-6,3
Ingresos Operativos Netos	647,9	1.000,7	1.222,9	1.422,6
Costo de los bienes vendidos	-540,4	-815,9	-1.028,9	-1.205,1
Resultado Bruto	107,5	184,8	194,0	217,5
Gasto de Administración y vtas.	0,0	0,0	0,0	0,0
Retribuciones pers. y cargas soc.	-17,9	-20,7	-22,5	-26,0
Amortizaciones	-3,2	-3,7	-3,9	-3,4
Gastos directos de ventas	-11,8	-15,9	-17,8	-19,7
Impuestos, tasas y contribuciones	-20,5	-29,7	-32,3	-32,2
Otros gastos	-14,2	-13,5	-15,1	-18,3
	-67,7	-83,5	-91,6	-99,7
Resultados diversos	0,0	0,0	0,0	0,0
Resultado de inversiones	-2,5	-27,4	-7,5	-35,1
Otros ingresos	4,3	8,7	5,4	3,5
Otros egresos	-5,5	-3,4	-35,9	-15,2
Resultado Operativo	36,1	79,1	64,4	71,0
Resultados Financieros	1,1	21,9	28,5	-38,7
Result. Extraordinarios	-1,1	-0,8	-0,3	0,0
Impuesto A La Renta	-16,3	-51,0	-35,1	-36,5
Resultado Neto	19,8	49,2	57,5	-4,2

Notas:

Importes expresados en moneda de cierre al 31 de diciembre de cada año.

IMESI (Impuesto Específico Interno); impuesto a los combustibles
Fuente: ANCAP.

La utilidad de la empresa se ubicó en el año 2005 en 57.5 MM US\$, en tanto en el año 2006 registró un resultado negativo de 4.2 MM US\$.

Los ingresos operativos aumentaron en el 2006 un 16% respecto al año 2005, como resultado del aumento en el precio de los productos que buscaron alinearse con la evolución del precio del crudo.

El aumento en el costo de lo vendido se explica fundamentalmente por el aumento en el precio del crudo (12% respecto al 2005).

Si se considera el resultado operativo de la empresa (71 MMUS\$), es posible concluir que si bien en el 2006 ANCAP tuvo un resultado neto negativo de 4.2 MM US\$, el mismo se explica por la incidencia de los costos financieros de la empresa.

Por otra parte, según fuera indicado anteriormente, actualmente ANCAP tiene participación en negocios deficitarios que afectan negativamente la situación económico-financiera de la empresa.

Estado de Situación Patrimonial al cierre de cada ejercicio **En millones dólares**

Concepto	2003	2004	2005	2006
Activo Corriente	224,2	320,8	424,2	545,5
Activo No Corriente	404,4	409,4	445,6	459,7
Total del Activo	628,6	730,3	869,8	1.005,2
Pasivo Corriente	217,4	247,4	243,7	205,1
Pasivo No Corriente	63,2	25,7	79,9	220,7
Total del Pasivo	280,6	273,1	323,6	425,8
Patrimonio	348,0	457,2	546,2	579,4
Total Pasivo y Patrimonio	628,6	730,3	869,8	1.005,2

Fuente: ANCAP

Indicadores económicos:	2003	2004	2005	2006
Utilidad /Activo	3,2%	6,7%	6,6%	-0,4%
Utilidad /Patrimonio	5,7%	10,8%	10,5%	-0,7%

A partir de los resultados expuestos, es posible concluir que ANCAP presenta una buena gestión y un resultado económico positivo que se traduce en una transferencia al gobierno central de aproximadamente 50 MM US\$/anual.

La gestión de la empresa no requiere el apoyo financiero del Estado para su funcionamiento.

Desde el punto de vista fiscal, ANCAP aporta al Estado una recaudación promedio por concepto del IMESI⁶ que grava el precio de los combustibles, de aproximadamente 200 MM US\$/anual por las ventas en el mercado interno.

En lo que respecta a la evaluación de la gestión de la empresa por área de negocio, se considera que los lineamientos estratégicos definidos en el “Plan Estratégico 2007-2011” se adecuan al contexto internacional y regional del sector hidrocarburos y las características del sector energético nacional.

En este sentido, se considera que la estrategia más adecuada para un país como Uruguay, que no dispone de reservas de hidrocarburos, es mejorar sus condiciones de abastecimiento de crudo, a través de la participación en actividades de E&P directamente o en asociación con terceros, a nivel nacional (offshore) y en el exterior, y la búsqueda de oportunidades de acceso a reservas de crudo en el exterior.

En el área de E&P es importante evaluar el nivel de inversión que compromete ANCAP en estas actividades versus el riesgo minero del área en la que participa.

En lo que respecta al abastecimiento de gas natural, se considera adecuado la participación de ANCAP en proyectos que permitan garantizar la seguridad de abastecimiento del mercado interno.

En lo que respecta a la política de combustibles, se considera conveniente la estrategia de ingreso de ANCAP al mercado de distribución de GLP, particularmente si se considera que la inversión en infraestructura fue

⁶ Impuesto Específico Interno

realizada por la empresa. Esta decisión ha permitido a ANCAP participar en la renta del negocio (con una tasa de rentabilidad promedio de 20-30%) y la ganancia de las economías de escala asociadas a la integración vertical de la cadena.

En lo que respecta al área de refinación, se considera que la escala de refinación determina una mayor incidencia de los costos operativos que afectan negativamente el margen de refinación.

Finalmente, es importante señalar que ANCAP mantiene participación en negocios actualmente deficitarios que afectan el resultado global de la empresa.

6.4 Ventajas y desventajas de la participación de empresas del Estado (ANCAP) en el sector hidrocarburos

En primer lugar es importante precisar que la actividad de refinación es un monopolio natural, particularmente en un país del tamaño de Uruguay. Por lo tanto, desde el punto de vista económico, resulta más conveniente la participación de una única empresa. En consecuencia, se considera que el monopolio estatal en el sector de refinación representa una ventaja en función de las características de la industria.

Si se considera que la energía es un bien estratégico, la presencia de una empresa del Estado en un sector monopólico u oligopólico, resulta esencial, ya que garantiza el control del Estado sobre un recurso estratégico.

Esto es particularmente importante en el contexto actual del mercado internacional del petróleo y ante un escenario de precios crecientes de la energía.

Estas conclusiones se reafirman si se considera el impacto del sector en la economía y la incidencia de las importaciones de crudo y derivados en la balanza de pagos de Uruguay (23% del valor total de las importaciones), y el impacto de la política de precios de los combustibles sobre la actividad económica y la evolución de los precios internos.

La presencia de empresas estatales garantiza al Estado disponer de un instrumento de política energética.

En el caso de un mercado del tamaño de Uruguay la actividad de distribución constituye un oligopolio, por lo que se considera conveniente la

participación de una empresa del Estado que impida la concentración del mercado y situaciones de poder de mercado y abuso de posición dominante.

Por otra parte, el sector hidrocarburos es un sector rentable, por lo que la presencia de la empresa estatal garantiza la participación del Estado en el proceso de apropiación y distribución de la renta del negocio.

Desventajas:

En lo que respecta al marco regulatorio del sector petróleo y la operativa del sector, no existe una separación clara de las funciones de política energética, regulación y empresariales.

Esta situación es resultado de la tradicional debilidad institucional del Ministerio de Industria y Energía, y el organismo regulador (URSEA), en relación al tamaño y la importancia económica de los actores de la industria energética y ANCAP en particular.

A esto se agrega la ausencia de un marco regulatorio en el sector de combustibles líquidos, que regule las actividades de distribución y comercialización, lo que determina que el funcionamiento del sector se encuentre en los hechos regulado a través de los contratos de ANCAP con las distribuidoras.

Esto determina que ANCAP es quien fija los márgenes de comercialización de las distribuidoras, el margen minorista (o margen del estacionero), el costo de fletes, la calidad de los productos comercializados y las condiciones para la apertura de nuevas estaciones, entre otros aspectos.

La determinación de los márgenes de la actividad de distribución y comercialización constituye un aspecto central de la política de precios de los combustibles y la política de competencia, por lo que constituye claramente un ámbito de decisión del Poder Ejecutivo.

En lo que respecta a la regulación del sector, actualmente el control de la calidad de los productos comercializados está a cargo de ANCAP, si bien esta sería claramente una competencia de la URSEA.

En lo que respecta a la gestión de la empresa, ANCAP es una empresa comercial por lo que su gestión requiere autonomía de gestión. No obstante,

en los hechos esto implica una pérdida de control del Estado sobre la política del sector y la gestión de la empresa.

La normativa vigente impone ciertos sobrecostos a las empresas públicas tales como el Impuesto a la compra de moneda extranjera (ICOME) que grava únicamente a las empresas públicas. Este impuesto fue recientemente eliminado, a partir de la aprobación de la Ley de Reforma Tributaria (1/7/2007).

A esto se añade el sobrecosto que implican los procedimientos de compra, contrataciones y licitaciones a los cuales deben adecuarse las empresas del Estado. Si bien el objetivo es asegurar la realización de un procedimiento transparente y garantizar el control del Estado sobre las compras de la empresa, en los hechos esto se traduce en largos períodos de tramitación y mayores cotizaciones por parte de los proveedores.

Un aspecto a señalar es que tradicionalmente las empresas del Estado han sido utilizadas como instrumento de política económica, en particular como instrumento de control de los precios internos, a través de la fijación de las tarifas públicas, empleo y desarrollo regional (desarrollo local).

Esto ha determinado la participación de ANCAP en negocios ajenos al sector hidrocarburos y al negocio energético, en algunos casos deficitarios, en los que se ha decidido su participación en función de objetivos socioeconómicos y en algunos casos políticos.

Esto ha determinado la carga de negocios deficitarios o subsidios internos a las otras unidades de negocios de la empresa, que distorsionan la evaluación general de los resultados económico-financieros de la empresa.

En síntesis, se considera que las decisiones de la empresa deben enmarcarse dentro de los lineamientos de la política energética definidos por el PE, compatibilizando la necesaria autonomía que requiere la gestión de una empresa comercial con los objetivos de política que deben pautar la gestión de una empresa del Estado.

Capítulo 7: Empresas del sector privado: funciones y análisis de desempeño

7.1 Subsector Petróleo y derivados

7.1.1 Exploración y Producción:

En Uruguay no hay empresas privadas que participen en las actividades de exploración y producción (E&P).

Según fue indicado en el capítulo anterior, las actividades de E&P han sido realizadas por ANCAP de acuerdo a las condiciones establecidas en la Ley de Hidrocarburos (Ley 14.181).

La misma establece que las actividades de E&P, competen a ANCAP, quien podrá realizarlas directamente o a través de contratos con terceros autorizados por el PE.

La reglamentación vigente prevé mecanismos de participación privada en el upstream, directamente o en asociación con el Estado, y define un conjunto de incentivos para la inversión privada.

Actualmente está vigente un contrato de exploración y/o explotación con la empresa WAVEFIELD INSEIS para la realización de actividades de prospección en la plataforma continental uruguaya, en la cuenca de Punta del Este, por un período de 6 años.

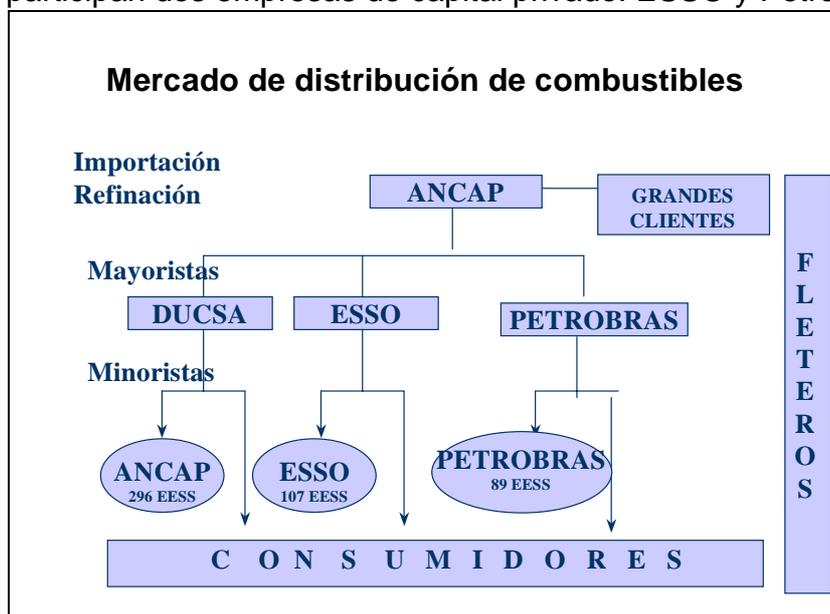
7.1.2 Refinación:

En la actividad de refinación no hay participación privada.

Se encuentra en consideración un proyecto de ampliación de la Refinería de La Teja para conversión de crudos pesados que podría realizarse bajo un esquema de asociación con la empresa PDVSA de Venezuela.

7.1.3 Distribución y Comercialización:

En el mercado de distribución y comercialización de combustibles líquidos participan dos empresas de capital privado: ESSO y Petrobras Energía SA.



La participación del sector privado en este mercado, representa el 40% de la red de estaciones del país y el 41.8% del total de ventas de combustibles líquidos a través de estaciones (datos año 2004).

Petrobras Energía SA ingresó al mercado de distribución en el año 2006 a partir de la compra de la red de estaciones de SHELL (89 estaciones).

Actualmente PDVSA está negociando la compra de la red de estaciones ESSO (107 estaciones), como parte de una estrategia de ingreso a la distribución en Uruguay y la región. Esta iniciativa se relaciona con el proyecto de ampliación de la refinería de La Teja, en asociación con PDVSA, ya que esto le permitiría disponer de una red de distribución.

Desde el punto de vista de Uruguay, se considera importante el ingreso de un tercer actor, a fin de evitar un aumento en la concentración del mercado a favor de Petrobras Energía SA.

No se dispuso de información de Balances de las empresas distribuidoras del sector privado.

7.1.4 Gas licuado de Petróleo:

De acuerdo a la Ley 8764, ANCAP posee el monopolio de la producción, importación y exportación de GLP. Las demás actividades de la cadena de GLP, quedan comprendidas en el ámbito de la libre competencia.

Estructura del mercado de GLP:

Actividad	Empresas
Producción e importación de GLP	ANCAP
Plantas envasadoras de GLP	Acodike- Riogas-Megal
Distribuidores de GLP (agentes)	Acodike – Riogas – DUCSA – Megal
Distribuidor de GLP a granel (propano)	Gasur
Locales de venta de GLP (minoristas)	502 agentes

Acodike Supergás SA:

La empresa opera como envasadora y distribuidora de GLP desde principios de los '60, en función de un contrato con ANCAP.

Riogas SA:

Ingresa en el mercado en la década del '70. La empresa opera como envasadora y distribuidora de GLP, a través de un contrato con ANCAP.

Megal: es una cooperativa integrada por una red de centros de recarga de microgarrafas. Actualmente participa en las actividades de envasado, a través de una planta propia, y distribución de GLP.

Gas Uruguay SA (GASUR SA):

La empresa fue creada en 1997. El 40% del capital de la empresa es propiedad de ANCAP, y el 60% del sector privado (Acodike Supergás S.A. y Riogas S.A.).

La actividad de la empresa consiste en la comercialización y distribución de propano a granel (envases > 45 kgs). El proveedor del propano es ANCAP, a través de un contrato firmado en el año 1998, prorrogable en forma automática por períodos de diez años, salvo que cualquiera de las partes manifieste a la otra su voluntad de no prorrogarlo.

A partir de noviembre de 2007, GASUR empezaría a administrar las plantas de envasado de GLP, de propiedad de ANCAP, actualmente operadas por Acodike y Riogas. De esta forma, Gasur operaría como envasador y las firmas Acodike y Riogas actuarían como operadores técnicos de las plantas de envasado.

De esta forma, ANCAP participaría en el envasado de GLP a través de GASUR, y captaría parte de la rentabilidad del negocio de GLP asociada a la economía de costos derivada de la integración vertical de la cadena de GLP.

Los comercios minoristas deben operar dentro de un sello (DUCSA, ACODIKE, RIOGAS o MEGAL). La habilitación de cada comercio es realizada por el propio sello.

Estructura del mercado de distribución GLP por empresa, según volumen de ventas (datos año 2005):

Empresa	Participación mercado
Acodike	41%
Riogas	38%
DUCSA	14%
Megal	4%
Gasur	3%

Ingresos por ventas al mercado interno de GLP (sin impuestos): 80 MM US\$ (año 2006).

Tasa de rentabilidad: 20-30%

El GLP que se comercializa a nivel nacional responde a los estándares de calidad de ANCAP.

7.2 Subsector Gas natural

7.2.1 Transporte de gas natural:

La empresa Gasoducto Cruz del Sur (GCDS) es la titular de la concesión de transporte de gas natural en la zona sur del país y la capital del país.

El gasoducto fue construido y es operado por el consorcio British Gas (40%) - Panamerican Energy (30%) - ANCAP (20%) y Wintershall (10%) en régimen de concesión de obra pública por un plazo de 15 años, renovable por hasta 3 períodos de 5 años cada uno. Al finalizar el plazo de concesión

la tenencia del gasoducto pasa al Estado. El gasoducto entró en operación a fines del año 2002.

El trazado del gasoducto comprende el abastecimiento de las localidades de los departamentos de Colonia, San José, Canelones y Montevideo, así como cualquier otra localidad o extensión en o fuera de Uruguay.

La empresa comenzó a operar a partir de fines del año 2002, por un plazo de 15 años, renovable por hasta 3 períodos de 5 años cada uno. |

El operador técnico es Transportadora de Gas del Uruguay (TGU), propiedad de Transportadora de Gas del Sur (TGS) de Argentina.

La empresa está obligada al pago de un canon de 300.000 US\$ /anual, ajustable en forma semestral de acuerdo a la variación del PPI.

La tarifa de transporte es el resultado de la oferta de la licitación, y se ajusta en forma semestral de acuerdo a la variación del PPI.

La gestión de GCDS se ha ajustado a las condiciones establecidas en el contrato, en particular en lo que respecta al cumplimiento de las inversiones establecidas en el contrato de concesión.

Desde el punto de vista operativo, presenta buenos indicadores de gestión.

No fue posible disponer de información económico-financiera de la empresa.

7.2.2 Distribución de gas natural por redes:

La distribución de gas natural se realiza en régimen de Concesión Pública, otorgado por el Estado a partir de los respectivos procesos de licitación.

El mercado de distribución se encuentra a cargo de dos empresas distribuidoras:

- **Montevideo Gas SA (ex Gaseba Uruguay SA)**, a cargo de la distribución de gas por redes en Montevideo (capital del país).
- **Conecta SA**, a cargo de la distribución de gas natural en el Interior del país

La participación de las distribuidoras en el mercado de gas natural representa el 38% de las ventas de gas natural.

A continuación se presentan algunos indicadores vinculados al desempeño de cada una de las empresas distribuidoras.

Evaluación de la gestión del sector privado. Indicadores operativos y financieros:

▪ **Montevideo Gas SA (ex Gaseba Uruguay):**

La distribución de gas natural por redes en Montevideo fue adjudicada a través de un contrato de concesión a la empresa GASEBA SA, del grupo Gaz de France, en el año 1994, por un plazo de 30 años, vigente hasta el año 2024.

En el año 2002 se firmó una adecuación del contrato de concesión (“addenda al contrato”), a través de la cual se delimitó el alcance geográfico de la zona de concesión, el régimen de conversión a gas natural de la red de distribución de gas manufacturado y el régimen tarifario.

A partir de mayo de año 2006, el Ministerio de Industria, Energía y Minería, autorizó a Petrobrás Energía SA a asumir la condición de operador técnico del servicio de distribución de gas por cañería en Montevideo en sustitución de Gaseba Uruguay, bajo la denominación de “Distribuidora de Gas de Montevideo SA- Grupo Petrobras” (nombre comercial “Montevideo Gas SA”).

En lo que respecta al desarrollo del mercado de distribución, a continuación se presentan algunos indicadores referidos al desarrollo de la red de distribución.

Desarrollo de la red de distribución:

Cañería de Distribución	4 bar	401.7 km
	20 mb	312.87 km

Fuente: DNETN

Al momento de la adjudicación de la concesión, existía una red de distribución de gas manufacturado de 400 kms. De acuerdo a las condiciones establecidas en el contrato, la empresa se comprometió a realizar la reconversión de la red existente para operar con gas natural. El proceso de reconversión de la red finalizó en el año 2005.

Si se considera la extensión de la red existente al momento de adjudicarse la concesión y el desarrollo de la red actual, se observa que la empresa

prácticamente no ha desarrollado la red de distribución, lo que contribuye a explicar el escaso grado de desarrollo del mercado de gas natural.

En lo que respecta a la evolución en el número de clientes, a partir del año 2003 se inició el proceso de reconversión de la antigua red de gas manufacturado a gas natural, finalizando en el año 2005. La evolución en el número de clientes que se indica a continuación, incluye únicamente los usuarios de gas natural, por lo que implícitamente refleja la evolución del proceso de reconversión de la red.

Número de clientes por categoría tarifaria

Año	Residencial	General	TOTAL
2001	---	---	---
2002	---	---	---
2003	11,149	367	11,516
2004	38,274	942	39,216
2005	43,070	1,203	44,273
2006	42,573	1,207	43,780

Fuente: DNETN

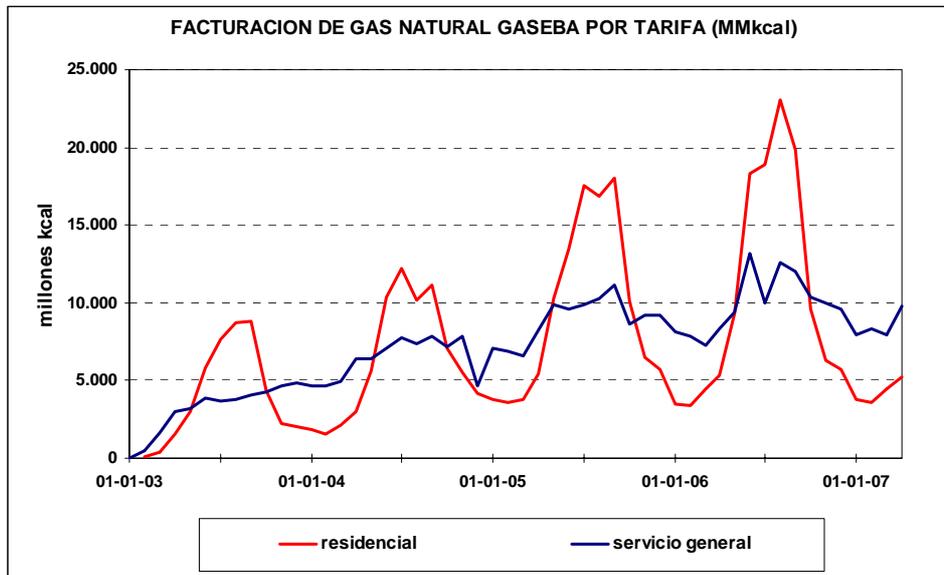
Nota: Incluye usuarios de gas natural; no incluye grandes usuarios.

La tarifa general incluye comercios e industrias con consumos menores a 500 m³/día; no incluye grandes usuarios.

Al momento de la adjudicación de la concesión de la antigua Cia del Gas a la empresa Gaseba Uruguay en el año 1994, la empresa abastecía un total de 45.144 usuarios conectados a la red de distribución de gas manufacturado. A partir de los resultados del cuadro anterior, es posible concluir que no ha habido un crecimiento real en el número de conexiones/clientes de la empresa. Con excepción de algunas zonas de Montevideo donde ha habido un desarrollo nuevo de la red, en los restantes casos se ha tratado básicamente de la reconversión de la vieja red de gas manufacturado.

La participación de Montevideo Gas en el mercado de gas natural representa el 35% de las ventas de gas natural.

En lo que respecta a la evolución de la facturación, presenta una tendencia creciente durante el período considerado (2003-2007), esencialmente en el sector residencial:



Fuente: DNETN

La evolución de la facturación presenta cierta estacionalidad, asociada al uso calefacción.

Pérdidas de distribución: 26% “gas no contabilizado” (fuente: URSEA)

El elevado porcentaje de pérdidas de distribución se explica por una alta participación de la red de distribución vieja. Actualmente existe una propuesta de sustitución de 300 kms de red vieja por nueva que permitirá una reducción de las pérdidas de gas.

Las tarifas máximas del servicio de distribución son fijadas por el PE en base a las condiciones establecidas en el contrato de concesión.

Las tarifas están compuestas por el costo del gas puesto en la frontera del país importador (precio del gas en boca de pozo, transporte en Argentina y Uruguay, impuestos, etc.) y por el VADEG (Valor agregado de distribución estándar de gas), que incluye todos los gastos de funcionamiento de la empresa (operación y mantenimiento de las redes, inversiones obligatorias, etc.) y tasa de inversión, calculado en base a una empresa hipotética con un nivel de eficiencia aceptable. Para una tarifa residencial el VADEG representa aproximadamente entre el 60 y 65% del costo variable.

La empresa está obligada al pago de un canon de 400.000 US\$/anual, ajustable según el costo variable del m3 de gas residencial.

En lo que respecta a la evaluación general de la gestión de la empresa y el cumplimiento del contrato de concesión, a partir de los resultados expuestos, es posible concluir que el desarrollo de la red (kms de red de distribución) y el número de conexiones (clientes) previsto, ha sido sensiblemente menor al establecido en el contrato de concesión.

A efectos de evaluar la gestión económico-financiera de la empresa, se presentan a continuación los resultados financieros de la empresa correspondientes al período 2002-2006.

Gaseba Uruguay SA. Estado de Situación Patrimonial al cierre de cada ejercicio
En pesos uruguayos

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006
Activo Corriente	85,165,328	135,796,946	71,515,163	64,012,040	127,194,987
Activo No Corriente	592,329,429	748,600,520	773,242,660	774,282,452	802,987,579
TOTAL DEL ACTIVO	677,494,757	884,397,466	844,757,823	838,294,492	930,182,566
Pasivo Corriente	606,176,858	501,886,058	214,243,223	270,663,947	237,180,145
Pasivo No Corriente	0	0	278,230,653	241,251,466	270,386,257
TOTAL DEL PASIVO	606,176,858	501,886,058	492,473,876	511,915,413	507,566,402
PATRIMONIO	71,317,899	382,411,408	352,283,947	326,379,079	422,616,164
TOTAL PASIVO y PATRIMONIO	677,494,757	884,297,466	844,757,823	838,294,492	930,182,566

Gaseba Uruguay SA. Estado de Resultados correspondiente al cierre de cada ejercicio
En pesos uruguayos

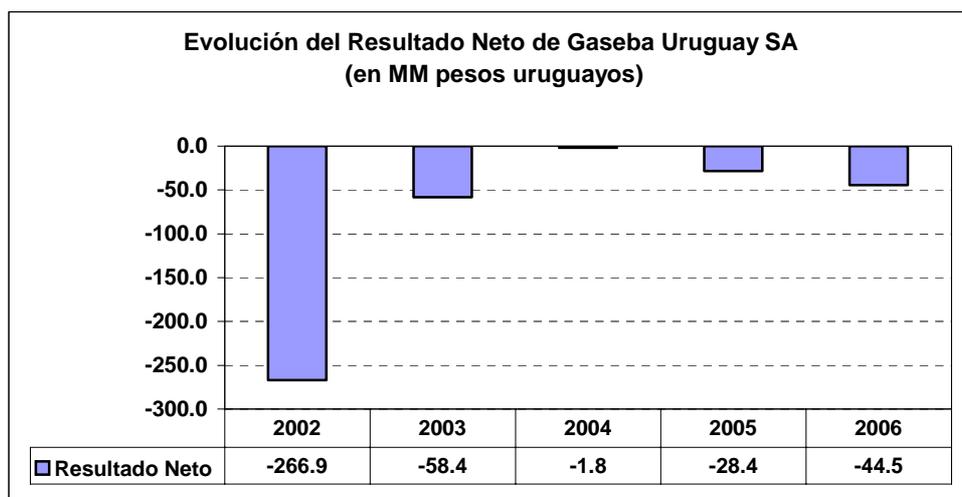
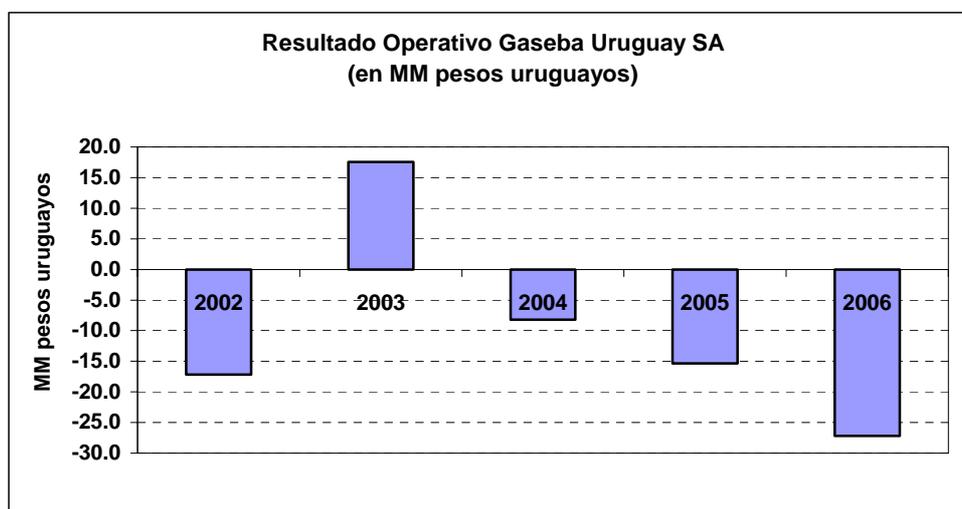
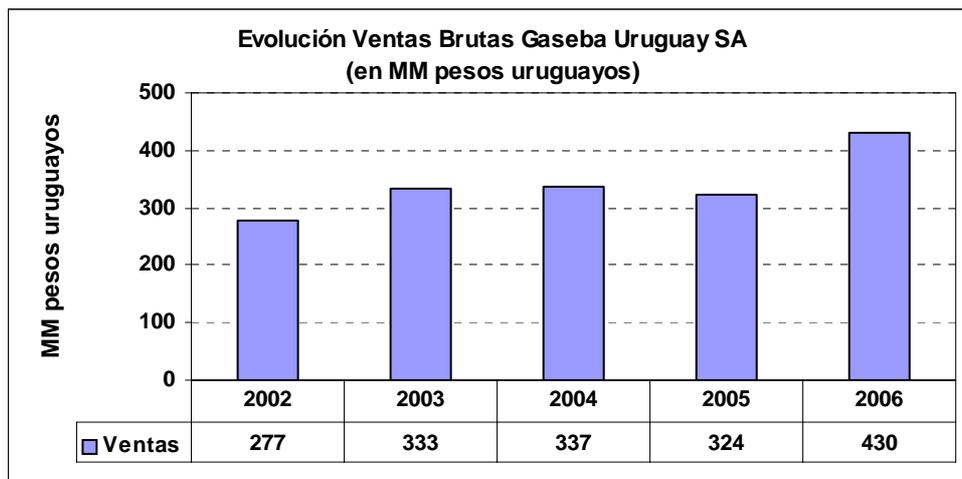
Concepto	Año 2002	Año 2003	Año 2004	Año 2005	Año 2006
Ingresos operativos	276,577,345	333,157,322	336,507,201	324,272,327	430,219,387
Locales	276,577,345	333,157,322	336,507,201	324,272,327	430,219,387
Descuentos, bonificaciones e impuestos	-555,261	-3,940,923	-2,782,024	-18,325,910	-12,573,724
INGRESOS OPERATIVOS NETOS	276,022,084	329,216,399	333,725,177	305,946,417	417,645,663
Costo de los bienes vendidos	-	-	-	-	-
	185,311,347	192,215,471	214,192,727	189,698,321	323,623,379
RESULTADO BRUTO	90,710,737	137,000,928	119,532,450	116,248,096	94,022,284
Gasto de Administración y vtas.	-	-	-	-	-
	113,717,419	129,025,666	135,204,088	134,959,017	124,052,451

Resultados diversos					
Otros ingresos	5,840,032	9,578,245	8,720,869	4,897,071	4,704,893
Otros egresos	0	0	-1,268,000	-1,537,853	-1,836,288
RESULTADO OPERATIVO	-17,166,650	17,553,507	-8,218,769	-15,351,703	-27,161,562
RESULTADOS FINANCIEROS	- 248,692,119	-75,939,639	10,641,109	-4,987,941	-13,656,255
RESULTADOS EXTRAORD.	-976,983	0	-4,129,361	-3,593,443	0
IMPUESTO A LA RENTA	-29,400	-42,280	-52,776	-4,506,354	-3,637,257
RESULTADO NETO	- 266,865,152	-58,428,412	-1,759,797	-28,439,441	-44,455,074

Durante el período de gestión considerado (2002-2006), la empresa presenta un resultado negativo.

Si bien la utilidad neta de la empresa es negativa, el resultado bruto (Ingresos operativos – Costo de los bienes vendidos) es positivo durante todo el período. El resultado negativo se explica fundamentalmente por la alta incidencia del costo de administración y ventas (fundamentalmente remuneraciones), que representa el 30%-40% de los ingresos operativos, y la incidencia de los costos financieros. En este último caso, durante el período se observa una reducción en la incidencia de los costos financieros.

En el caso particular del año 2006, se registra un importante aumento en el costo de los bienes vendidos (70%) vinculado al aumento en el precio del gas, superior al aumento en los ingresos de la empresa (44%), lo que contribuye a explicar el resultado negativo que presenta la empresa.



Indicadores económico-financieros	2002	2003	2004	2005	2006
Utilidad /Activo	-39.4%	-6.6%	-0.2%	-3.4%	-4.8%
Utilidad /Patrimonio	-374.2%	-15.3%	-0.5%	-8.7%	-10.5%

- **Empresa Conecta SA:**

La distribución de gas natural por redes en el Interior del país fue adjudicada inicialmente a un consorcio conformado por las empresas Pacific Enterprises International (Estados Unidos), con una participación del 25% en el capital accionario, Unión Fenosa (España), con una participación del 30%, y ANCAP (45%), en régimen de concesión de obra pública por 20 años prorrogables por 10 años más.

A través del contrato de concesión, el Estado asumió el compromiso de no otorgar otras concesiones en el área de servicio durante el período de concesión.

En el año 2002 se firmó una Adecuación del contrato de concesión, a través de la cual se estableció una reducción sustancial en el plan de inversiones y el número de conexiones obligatorias establecidas en el contrato inicial.

Al poco tiempo de conformado el consorcio la firma Sempra vendió su participación a Unión Fenosa. En diciembre de 2004, Unión Fenosa se retiró del país, cediendo su participación a la empresa Petrobrás Energía SA. Por lo tanto, la conformación actual del capital accionario corresponde un 55% a Petrobrás y el 45% a ANCAP.

De acuerdo al contrato de concesión, la empresa está obligada al pago de un canon de 200.000 US\$ /anual ajustable en forma anual según la variación del Índice de Precios del Productor (PPI) de Estados Unidos.

En lo que respecta al desarrollo del mercado de gas natural en el área de distribución de la empresa, el mismo ha sido sensiblemente inferior al establecido en el Contrato de Concesión por concepto de inversiones obligatorias.

Desarrollo de la red de distribución:

Cañería de Distribución	4 bar	341.9 km – PE
	20 mbar	
Plantas de odorización	3 (Colonia, Pando, Capitán Artigas)	

Fuente: DNETN

Según surge del cuadro anterior, existe un escaso desarrollo de la red de distribución (342 kms). En el interior del país, únicamente se desarrolló la red de distribución en dos localidades: Ciudad de la Costa y Paysandú capital.

El plan de inversiones de la empresa prevé para el año 2006 un plan de inversiones en obras destinadas al desarrollo de clientes industriales por un monto de US\$ 440.000.

El plan de inversiones propuesto refleja la política comercial de la empresa en el sentido que la misma está orientada al mercado de clientes industriales.

A partir de lo expuesto es posible establecer que no se visualiza en el corto plazo un plan de expansión del mercado de gas natural, en particular el mercado residencial.

Un indicador adicional del escaso grado de desarrollo del mercado de distribución de gas por redes es el reducido número de conexiones (clientes) de la empresa:

Número de clientes por categoría tarifaria:

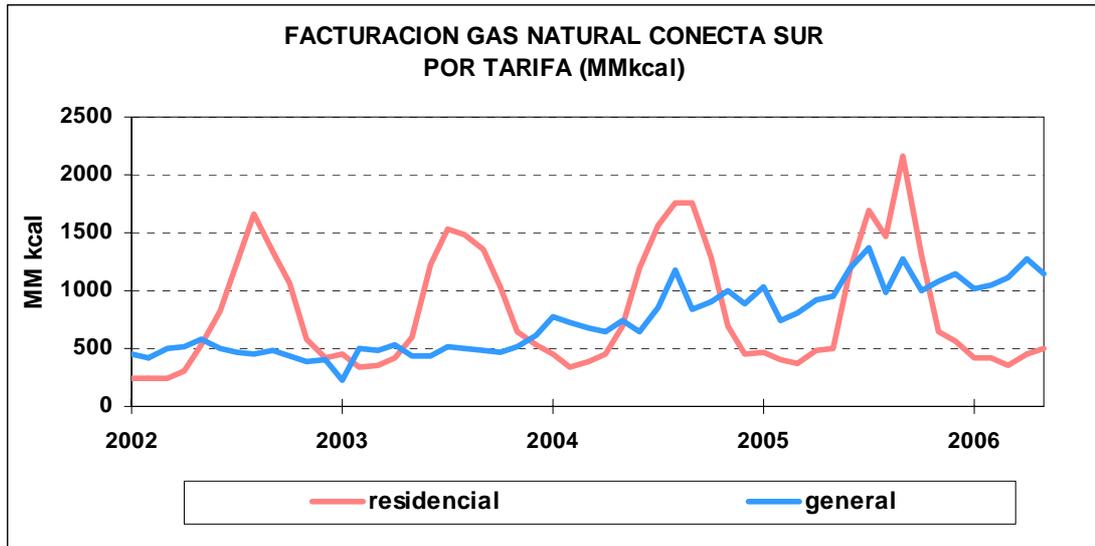
Año	Residencial	General	TOTAL
2001	2,408	58	2,466
2002	3,688	106	3,794
2003	4,100	98	4,198
2004	4,173	107	4,280
2005	4,236	112	4,348
2006	3,301	86	3,387

Fuente: DNETN

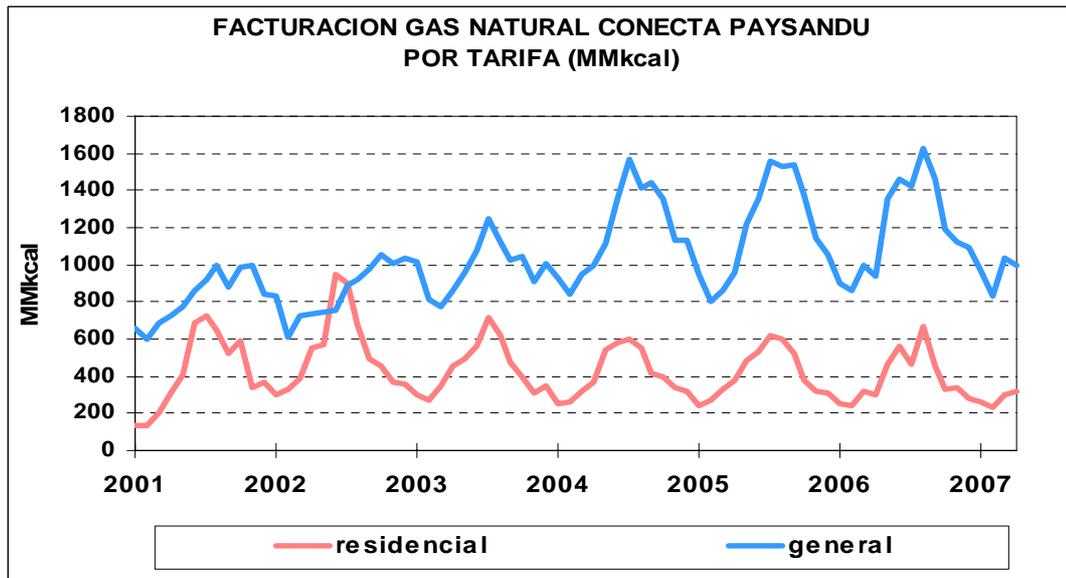
Nota: no incluye grandes usuarios

Según surge del cuadro anterior, la empresa registró en el último año una importante caída en el número de clientes, particularmente en el sector residencial. Esto se vincula a la relación de precios relativos del gas natural respecto a los sustitutos, que determina que el mismo no sea competitivo.

En relación a la facturación de la empresa, Conecta representa únicamente el 3% de las ventas de gas natural.



Fuente: DNETN



A efectos de evaluar la gestión económico-financiera de la empresa, se presentan a continuación los resultados financieros de la empresa correspondientes al período 2002-2005.

Conecta SA. Estado de Situación Patrimonial al cierre de cada ejercicio
En pesos uruguayos

Concepto	2002	2003	2004	2005
Activo Corriente	72,101,080	40,900,996	51,291,956	51,541,451
Activo No Corriente	501,592,744	553,674,076	450,375,668	483,421,328
TOTAL ACTIVO	573,693,824	594,575,072	501,667,624	534,962,779
Pasivo Corriente	33,463,091	77,121,189	202,361,686	35,440,900
Pasivo No Corriente	208,259,925	197,174,532	171,470,000	361,293,189
TOTAL PASIVO	241,723,016	274,295,721	373,831,686	396,734,089
PATRIMONIO	331,970,808	320,279,351	127,835,938	138,228,690
TOTAL PASIVO y PATRIMONIO	573,693,824	594,575,072	501,667,624	534,962,779

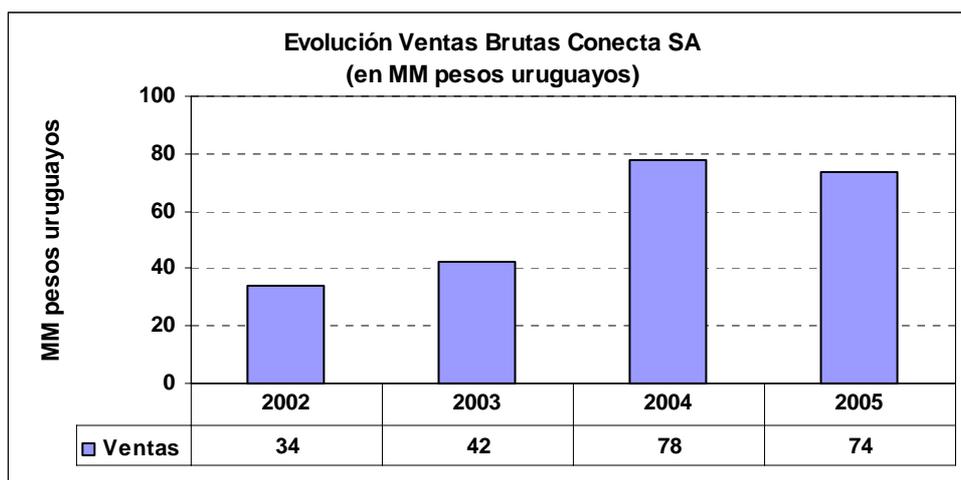
Conecta SA. Estado de Resultados al cierre de cada ejercicio
En pesos uruguayos

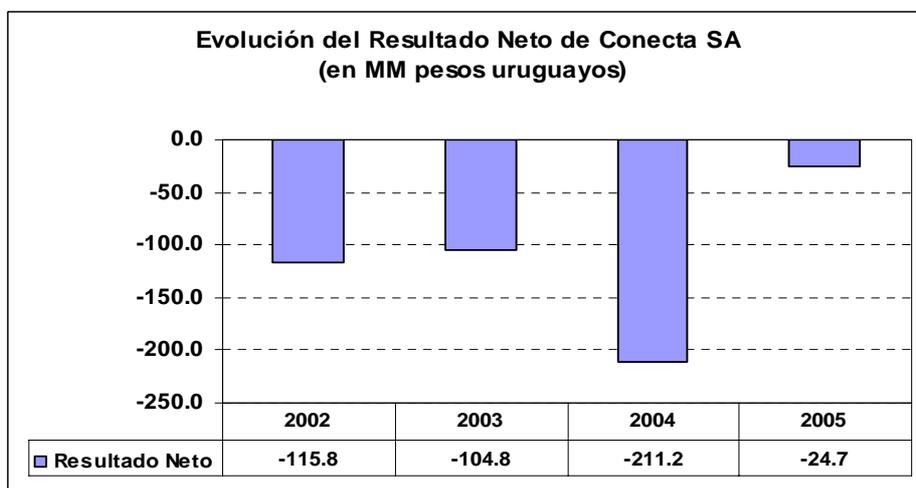
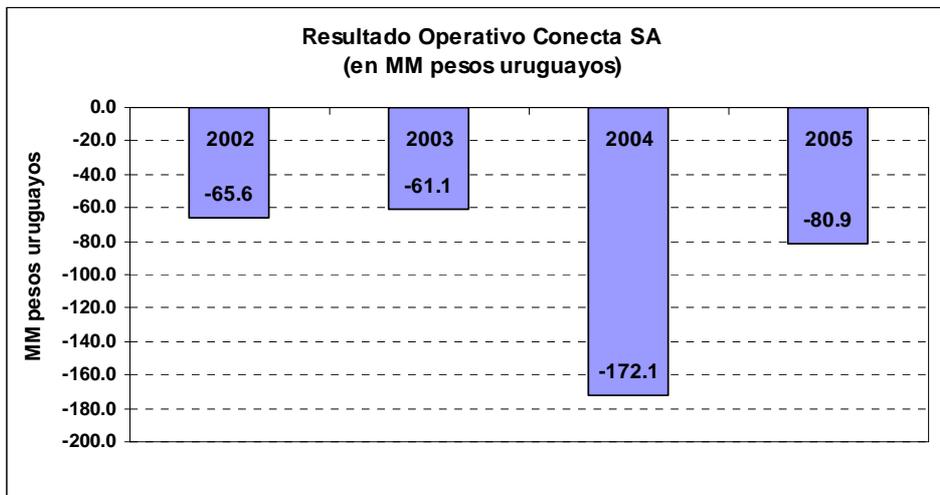
Concepto	Año 2002	Año 2003	Año 2004	Año 2005
Ingresos operativos	34,284,976	42,079,598	77,818,185	73,700,240
Locales	34,284,976	42,079,598	77,818,185	73,700,240
INGRESOS OPERATIVOS NETOS	34,284,976	42,079,598	77,818,185	73,700,240
Costo de los bienes vendidos	-37,232,962	-41,867,050	-163,328,155	-71,307,674
RESULTADO BRUTO	-2,947,986	212,548	-85,509,970	2,392,566
Gasto de Administración y vtas.				
Retribuciones pers. y cargas soc.	-8,244,418	-7,241,831	-7,375,904	-13,030,114
Honorarios contrato de operación	-16,469,797	-15,804,158	-7,451,668	-17,501,966
Depreciación de bienes de uso	-12,832,885	-15,881,249	-44,756,292	-19,334,151
Amortización de intangibles				-2,044,892
Publicidad y marketing	-2,668,203	-1,402,900	-204,107	-5,891,648
Arrendamientos	-2,935,557	-2,880,280	-2,986,737	-3,176,627
Honorarios profesionales	-2,650,211	-2,294,893	-2,664,540	-2,422,600
Personal contratado	-3,028,481	-3,234,465	-3,094,198	-2,342,828
Impuestos	-1,957,816	-2,672,515	-2,050,624	-1,280,024
Locomoción y transporte	-1,175,359	-974,111	-1,175,090	-1,688,361
Deudores incobrables	-880,082	-1,835,744	-1,619,132	-1,163,577
Otros gastos	-9,810,324	-8,723,411	-12,468,281	-11,545,349
	-62,653,133	-62,945,557	-85,846,573	-81,422,137
Resultados diversos				
Otros ingresos	154,447	1,585,178	35,947	10,547
Otros egresos	-127,050		-801,013	-1,927,870
RESULTADO OPERATIVO	-65,573,722	-61,147,831	-172,121,609	-80,946,894
RESULTADOS FINANCIEROS	-46,959,214	-43,570,941	-39,055,430	23,358,100
RESULTADOS EXTRAORDINARIOS	-3,226,470	0	0	32,874,334

IMPUESTO A LA RENTA	-13,200	-70,680	0	0
RESULTADO NETO	-115,772,606	-104,789,452	-211,177,039	-24,714,460

Según surgen de los resultados financieros de la empresa, la misma presenta un resultado operativo y neto negativo durante todo el período considerado (2002-2005), lo que refleja la precariedad de la situación económico-financiera de la empresa. En este sentido, actualmente la empresa se ubica en un nivel de ventas por debajo del punto de equilibrio económico.

Esto es particularmente importante si se observa que en los últimos años la empresa no ha logrado desarrollar el mercado de gas en el Interior, tanto a nivel residencial como industrial.



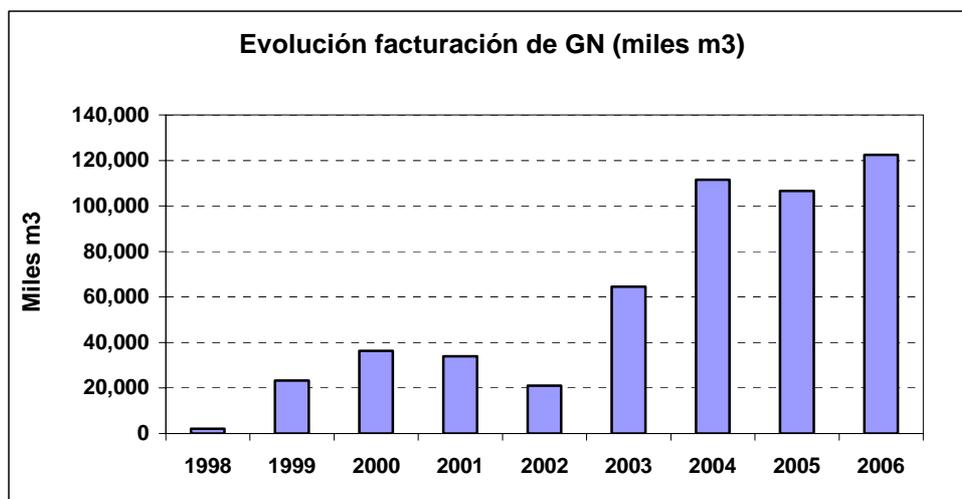


Conecta SA

Indicadores económico-financieros	2002	2003	2004	2005
Utilidad /Activo	-20.2%	-17.6%	-42.1%	-4.6%
Utilidad /Patrimonio	-34.9%	-32.7%	-165.2%	-17.9%

7.3 Evaluación general del desempeño del sector privado en el sector gas natural

A partir de los resultados expuestos es posible concluir que el desarrollo del mercado de gas natural ha sido relativamente escaso. De acuerdo a los datos del año 2006, el gas natural representa únicamente el 4% del consumo final de energía.

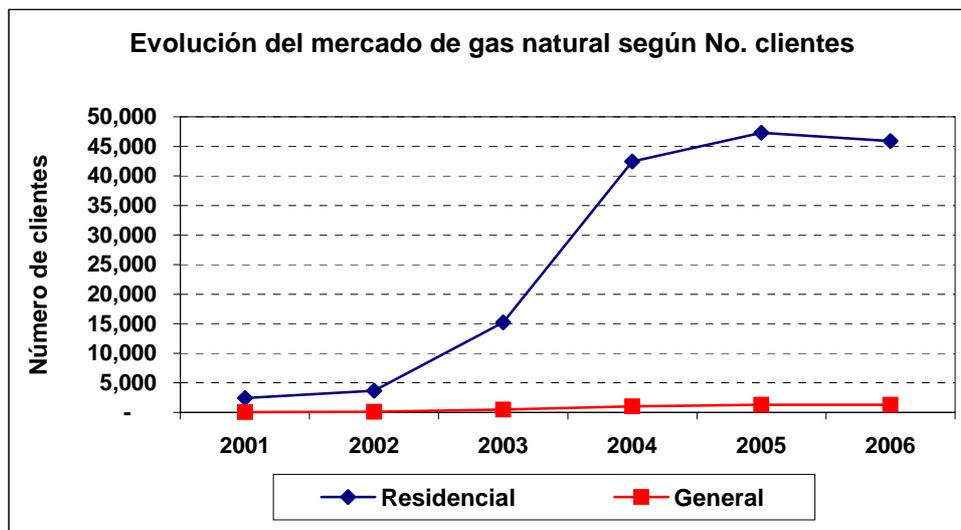


Fuente: DNETN

Volumen de gas natural facturado (miles m3):

Año	Conecta	Montevideo Gas	Grandes Usuarios	TOTAL
1998	0	0	2.072	2.072
1999	0	0	23.334	23.334
2000	592	0	35.752	36.344
2001	1.673	0	32.218	33.892
2002	1.952	0	19.053	21.005
2003	3.382	19.137	41.961	64.480
2004	3.816	30.924	76.729	111.470
2005	4.209	37.692	64.775	106.675
2006	3.896	42.326	76.187	122.408

Fuente: DNETN



Número de clientes distribuidoras: (año 2006)

	Residenciales	General	Total
Montevideo Gas SA	42,573	1,207	43.780
Conecta SA	3,301	86	3,387
TOTAL	45.874	1.293	47.167

Fuente: DNETN

El mercado de gas natural se ha desarrollado básicamente a nivel residencial y de Montevideo (capital del país). En el interior del país, únicamente se ha desarrollado la red de distribución en dos localidades.

Entre los factores explicativos del escaso desarrollo del mercado de gas se considera que el precio final al consumidor no resultó competitivo con el precio de los sustitutos energéticos.

Si bien inicialmente Uruguay logró importar el gas a un precio competitivo, el cargo por concepto de valor agregado reconocido a la distribuidora (VADEG) en la fijación de las tarifas máximas de gas natural, determinó que el precio final al consumidor no fuese competitivo. En definitiva, se considera que la política tarifaria aplicada por el PE no fue adecuada, en la medida que no favoreció el desarrollo del mercado.

Sin perjuicio de lo expuesto, se considera que las políticas comerciales impulsadas por las distribuidoras no favorecieron el desarrollo del mercado.

A partir de las restricciones impuestas por Argentina a las exportaciones de gas, y la incertidumbre en relación al acceso a las reservas de gas de Bolivia, en los hechos se frenó el desarrollo del mercado de gas natural

hasta tanto no exista un panorama más claro a nivel regional en cuanto a las condiciones de abastecimiento (disponibilidad de gas natural y precio).

Indicadores financieros:

Indicadores financieros Gaseba Uruguay SA (en MM pesos uruguayos)

Indicadores económico-financieros	2002	2003	2004	2005	2006
Ingresos operativos netos	276,0	329,2	333,7	305,9	417,6
Resultado Bruto (Ingr. – Costo vtas.)	90,7	137,0	119,5	116,2	94,0
Resultado Neto	-266,9	-58,4	-1,7	-28,4	-44,4
Utilidad /Activo	-39.4%	-6.6%	-0.2%	-3.4%	-4.8%
Utilidad /Patrimonio	-374.2%	-15.3%	-0.5%	-8.7%	-10.5%

Indicadores financieros Conecta SA (en MM pesos uruguayos)

Indicadores económico-financieros	2002	2003	2004	2005
Ingresos operativos netos	34,3	42,1	77,8	73,7
Resultado Bruto (Ingr. – Costo vtas.)	-2,9	0,2	-85,5	2,3
Resultado Neto	-115,8	-104,8	-211,2	-24,7
Utilidad /Activo	-20.2%	-17.6%	-42.1%	-4.6%
Utilidad /Patrimonio	-34.9%	-32.7%	-165.2%	-17.9%

7.4 Ventajas y desventajas de la participación de empresas privadas en el sector hidrocarburos

En lo que respecta a la participación del sector privado en el sector, se considera conveniente su participación en el desarrollo del mercado, dado el elevado nivel de inversión que requiere el desarrollo de la infraestructura de transporte y distribución de gas natural, particularmente si se considera la extensión de la red de gas distribuido existente con antelación al otorgamiento de los contratos de concesión privados.

No obstante, en el caso de las distribuidoras de gas natural, la oferta inicial a partir de la cual resultaron adjudicadas las concesiones, en lo que respecta

al plan de inversiones obligatorias y número de conexiones, fue modificada a partir de la firma de adecuaciones al contrato, resultando en un número sensiblemente menor al previsto inicialmente.

Esto ha determinado que el desarrollo previsto de la infraestructura sea sensiblemente inferior al previsto.

Desde el punto de vista regulatorio, las concesiones fueron realizadas previamente a la existencia de un marco regulatorio. A la fecha aún no existe una Ley de Marco Regulatorio del sector gas natural, lo que determina la existencia de vacíos legales que dificultan el desarrollo del mercado.

A esto se agrega la debilidad institucional del MIEM en relación a los principales actores del sector, y la falta de instrumentos para garantizar el cumplimiento de los contratos de concesión.

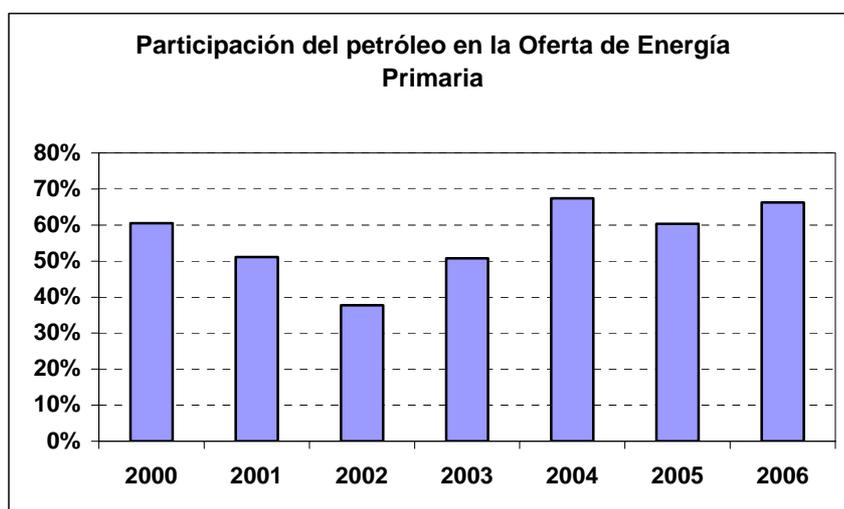
Desde el punto de vista del control y fiscalización de la autoridad reguladora y el MIEM, han existido faltas de control y fiscalización.

En el caso del desarrollo de un nuevo mercado, tal como el gas natural en el caso de Uruguay, es importante garantizar un buen desempeño de las empresas ya que esto compromete el desarrollo futuro del mercado. En este sentido, se considera que los problemas de gestión que han caracterizado el funcionamiento de las distribuidoras afectan el desarrollo futuro del mercado de gas.

Capítulo 8: Estadísticas de las actividades de hidrocarburos

8.1 Estadísticas del subsector petróleo y derivados

Uruguay no dispone de reservas de combustibles fósiles por lo que la oferta es importada. La importación de petróleo crudo representa en promedio entre el 55% y 60% de la oferta primaria de energía⁷, lo que determina una fuerte dependencia de las condiciones de abastecimiento del mercado externo.



Fuente: DNETN

En el año 2006, la oferta de petróleo representó el 67% de la oferta de energía.

La participación del petróleo en la matriz energética, depende fuertemente de las condiciones de hidraulicidad anual. En este sentido, según surge de la gráfica, el año 2002 fue un año de buena hidraulicidad, lo que implicó una mayor participación de la hidroelectricidad en el abastecimiento de la demanda de energía.

Sin perjuicio de ello, en los últimos años se ha venido registrando un aumento en el consumo de derivados del transporte, lo que unido a un

⁷ “Balance Energético Nacional 2006”, Dirección Nacional de Energía (MIEM), 2006.

agotamiento de la capacidad de generación hidroeléctrica para atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, determina una presión creciente sobre la demanda de petróleo y derivados.

El consumo de derivados del petróleo representa la principal fuente energética a nivel nacional, con un consumo de 1249 Ktep y una participación del 53% del consumo final de energía (año 2006).

El petróleo crudo importado se procesa en la refinería de ANCAP con una capacidad actual de 50.000 barriles diarios de petróleo.

Las importaciones de petróleo crudo se ubicaron en el 2006 en un total de 2.150 miles m³, correspondiendo un 70% a importaciones de Venezuela, 15% a Irán y el 14% de Guinea Ecuatorial. Si se analiza la evolución de las importaciones de crudo por origen, a partir del año 2005 se observa un aumento en la participación de las importaciones de Venezuela, como resultado de la entrada en vigencia de los Acuerdos Energéticos firmados con Venezuela.

Importaciones de crudo por origen:

Origen	Miles m3	Miles US\$	US\$/bbl
Guinea Ecuatorial	310	141,986	73
Irán	331	129,401	62
Venezuela	1,509	591,440	62
TOTAL	2,150	862,828	64

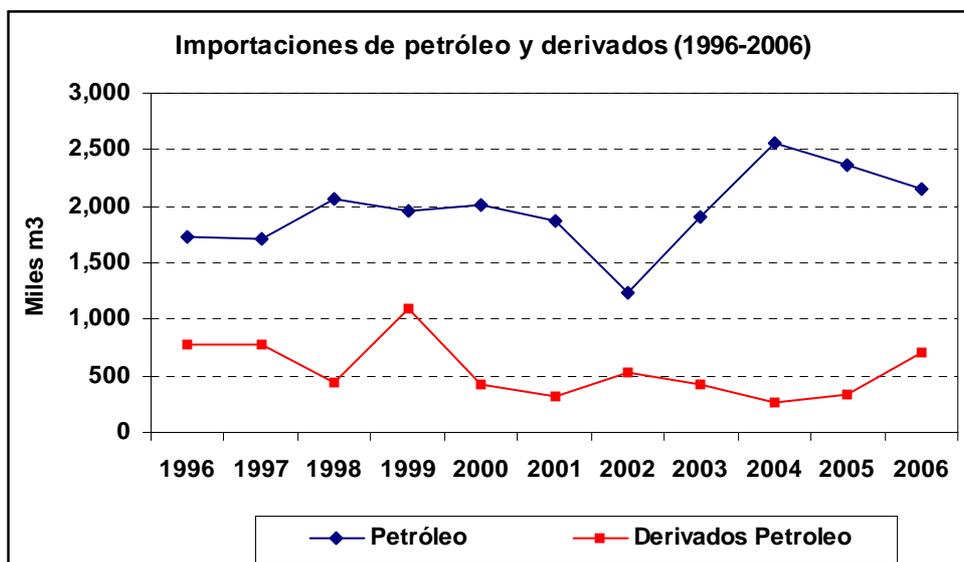
Fuente: DNETN

En el año 2006 el 23% del valor de las importaciones totales del país, en dólares, correspondió a importación de petróleo y derivados, en tanto en el año 2000 dicho porcentaje fue del 14%, lo que evidencia la vulnerabilidad de la economía ante las fluctuaciones en el mercado internacional de petróleo y la evolución del precio del crudo (“costo de la dependencia externa”).

Importaciones y exportaciones de petróleo y derivados (en m³)

Año	Petróleo crudo	Derivados Petróleo	
		Importaciones	Exportaciones
2000	2.013.308	431.418	123.660
2001	1.869.723	313.573	186.060
2002	1.239.950	530.547	67.070
2003	1.910.043	414.836	201.780
2004	2.560.492	272.864	438.430
2005	2.357.292	335.657	420.848
2006	2.150.280	711.183	301.210

Fuente: “Balance Energético Nacional”, DNE, 2006.



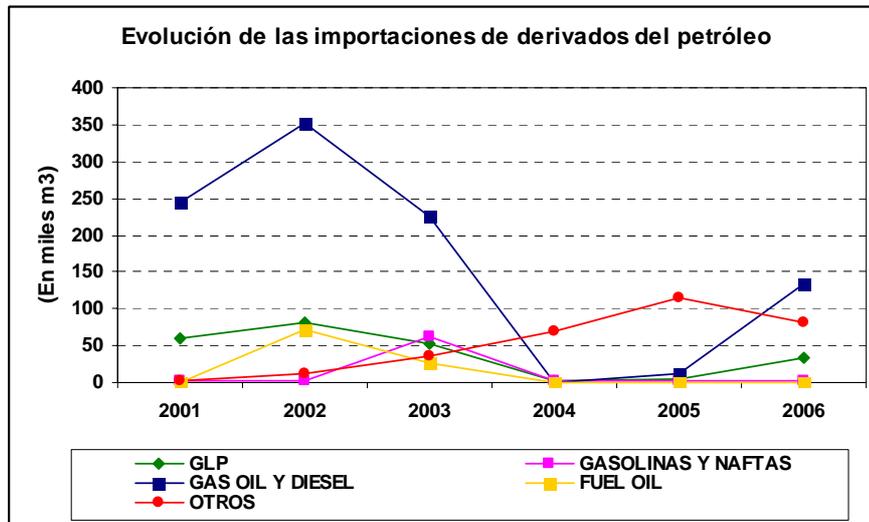
Durante el período 1999-2003, se registra una caída en las importaciones de crudo y derivados, como resultado del impacto negativo de la crisis económica y la caída del consumo de combustibles.

Por otra parte, durante el 2003 se llevaron a cabo las obras de remodelación de la refinería.

A partir del año 2004 se inicia el proceso de recuperación de la economía lo que se traduce en una recuperación del consumo interno. A partir de este año, las importaciones de crudo se mantienen relativamente estables. La caída que se observa en el año 2006, responde a la metodología de contabilización de las importaciones.

Las importaciones de derivados del petróleo, corresponden fundamentalmente a importaciones de gas oil y fuel oil y eventualmente GLP. Las importaciones de otros productos son actualmente poco significativas y corresponden a desajustes coyunturales.

En el caso de las importaciones de gas oil, las mismas mantuvieron un ritmo creciente hasta el año 2002, dado que la producción de gas oil de la refinería era deficitaria. La finalización de la remodelación de la refinería a principios del año 2003, permitió aumentar la producción de gas oil y reducir sensiblemente las importaciones. Actualmente se mantienen únicamente importaciones de gas oil para abastecer las centrales de generación térmica de la empresa eléctrica (UTE), en años de baja hidraulicidad.



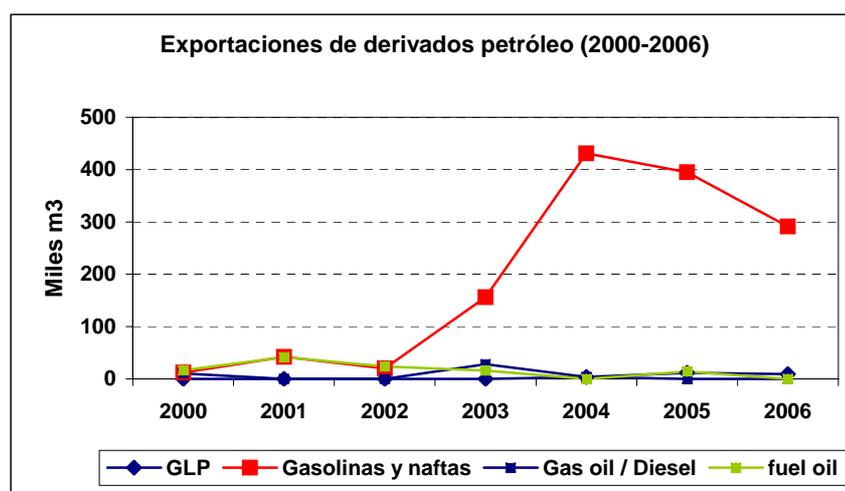
Fuente: DNETN

Nota: No incluye importación de derivados del petróleo para generación térmica UTE.

Las importaciones de derivados, provienen de la región (Argentina y Brasil).

Las exportaciones de derivados se originan en ajustes coyunturales en la estructura de producción de la refinería, así como en desfasajes entre la producción de derivados y su consumo interno.

A partir de la reforma de la refinería del 2003, la refinería es excedentaria en la producción de naftas. En este sentido, el consumo interno de naftas fue de 305.200 m³ en el año 2006, en tanto las exportaciones de gasolinas se ubicaron en 291.000 m³ (97% de las exportaciones de derivados son naftas).

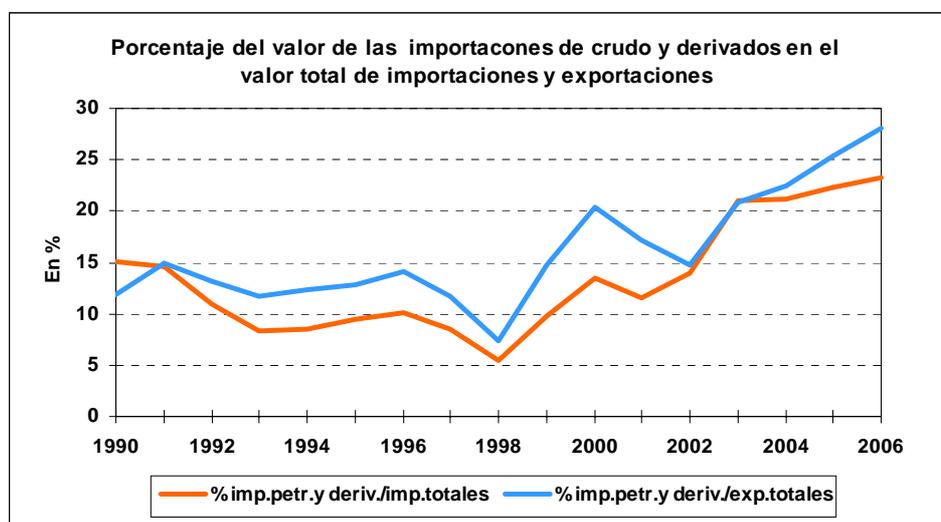


Las exportaciones de nafta consistieron mayoritariamente en el cumplimiento de contratos de exportación contraídos en el año 2002 como pago del contrato de financiación de la reforma de la refinería. Las exportaciones de nafta son hacia fuera de la región.

Desde el punto de vista de la economía, las importaciones de petróleo y derivados representan el 23% del valor de las importaciones totales y el 28% del valor de las exportaciones. A partir del año 2005 se registra un aumento en su participación como consecuencia del impacto del aumento del precio internacional del petróleo.

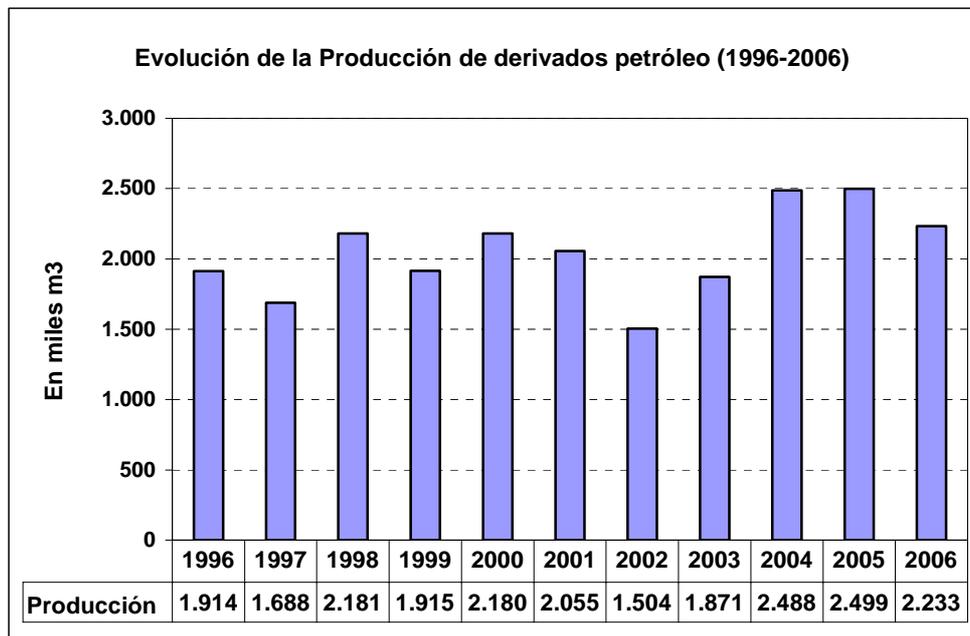
Balanza comercial: importaciones de crudo y derivados (en MM US\$)

Millones de US\$	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Importaciones CIF	3,465.8	3,060.8	1,964.3	2,190.4	3,113.6	3,878.9	4,774.9
Exportaciones FOB	2,299.5	2,057.6	1,861.0	2,205.9	2,930.8	3,416.9	3,952.3
Saldo de la Balanza Comercial	-1,166.3	-1,003.2	-103.3	15.5	-182.8	-462.0	-822.6
Importaciones de petróleo	381.9	298.8	183.0	370.1	594.3	796.1	864.6
Importaciones de derivados	86.7	55.5	92.6	89.3	62.6	68.6	242.6
TOTAL	468.6	354.3	275.6	459.4	656.9	864.7	1,107.2
% imp. Petról y deriv / Imp. totales	14%	12%	14%	21%	21%	22%	23%
% imp. petróleo y deriv / exp. totales	20%	17%	15%	21%	22%	25%	28%



La producción de la refinería fue de 2.233 miles m³ en el año 2006.

Producción total de derivados de petróleo (1996-2006)



Estructura de producción de la refinería por producto (en miles m³):

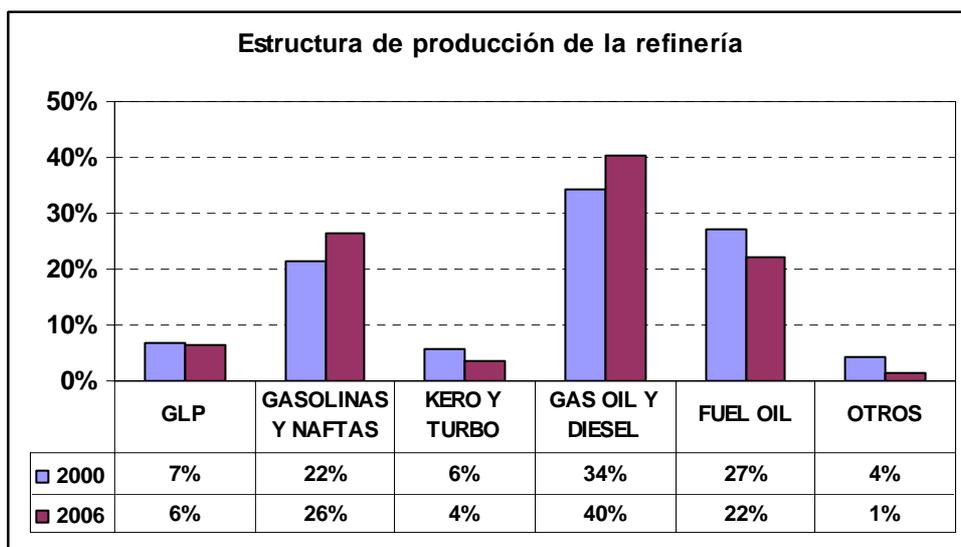
Derivados del petróleo	2000	2006
Gasolinas y naftas	470	591
Gas oil / Diesel oil	745	900
GLP	149	140
Fuel oil	596	491
Kerosene y turbo	126	78
Otros no energéticos	95	32
TOTAL	2.180	2.233

Fuente: Balance Energético Nacional 2006, DNE.

Según surge del cuadro anterior, la reforma de la refinería del año 2003, permitió aumentar la producción de combustibles livianos y medios, fundamentalmente gas oil, y una menor participación de combustibles pesados (fuel oil).

La estructura actual de producción de la refinería es la siguiente: (datos año 2006)

- ☑ Livianos: 32% (naftas, GLP, gas fuel, solventes)
- ☑ Medios: 44% (gas oil, diesel oil, kerosene, turbocombustibles)
- ☑ Pesados: 23% (fuel oil, residual de petróleo, asfaltos)



Fuente: DNETN.

A partir de la reforma de la refinería del año 2003, se inició la producción de naftas sin plomo.

El consumo interno de combustibles se ubica actualmente en 2.027 miles de m³ (año 2006).

Estructura de consumo interno de derivados de petróleo (en miles m³)

Año	Combustibles livianos	Combustibles medios	Combustibles pesados	Total
2000	654,9	854,6	406,7	1.916,2
2001	589,9	817,1	258,6	1.665,6
2002	523,5	780,4	225,1	1.529,0
2003	451,2	785,4	220,2	1.456,8
2004	439,3	904,2	433,1	1,776.6
2005	455.9	911.1	348.4	1,715.4
2006	471.0	976.1	579.8	2,026.9
Tasa crec. a.a 2000-2006	-5.3%	2.2%	6.1%	0.9%

Fuente: "Balance Energético Nacional", DNE, 2006.

Nota: Incluye el consumo de fuel oil y gas oil para generación eléctrica

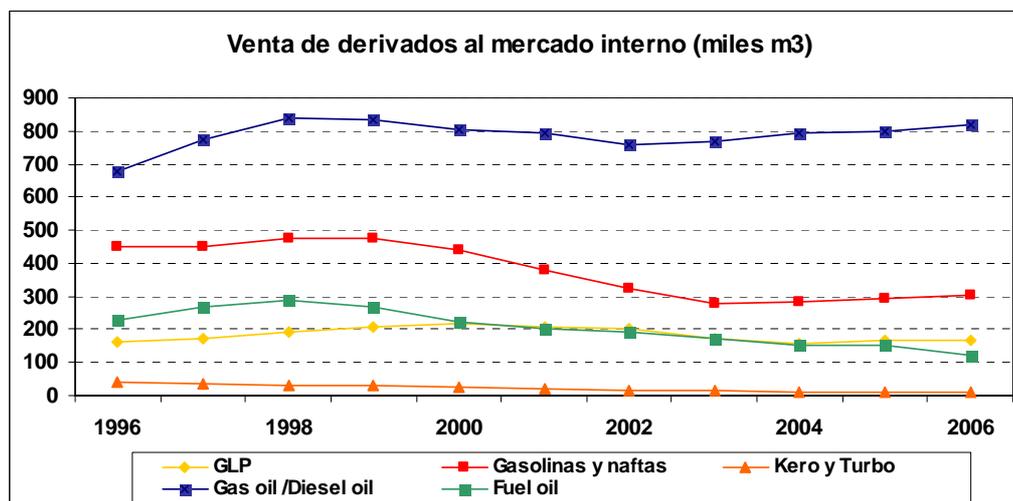
El consumo interno de derivados corresponde en un 23% al consumo de combustibles livianos (naftas y GLP), 48% de combustibles medios (kerosene, gasoil y diesel oil) y el 29% restante, corresponde al consumo de combustibles pesados (fuel oil y asfaltos):

Estructura del consumo interno de derivados de petróleo:

Año	Combustibles livianos	Combustibles medios	Combustibles pesados	Total
2000	34,2%	44,6%	21,2%	100,0%
2001	35,4%	49,1%	15,5%	100,0%
2002	34,2%	51,0%	14,7%	100,0%
2003	31,0%	53,9%	15,1%	100,0%
2004	24,7%	50,9%	24,4%	100,0%
2005	26,6%	53,1%	20,3%	100,0%
2006	23,2%	48,2%	28,6%	100,0%

Fuente: "Balance Energético Nacional", DNE, 2006.

A continuación se presenta la evolución del consumo interno de derivados por producto:



Fuente: DNETN

Nota: no incluye las ventas de gas oil y fuel oil para generación térmica de UTE

El gas oil incrementó su participación en el consumo interno de derivados como resultado de la creciente dieselización del parque automotor y la sustitución del consumo de nafta por gas oil. En tanto en el año 1990 el consumo de gas oil representó el 59% del consumo final de energía del sector transporte, en el año 2005 el mismo se ubicó en el 71% del consumo de energía de este sector.

Durante el período 1999-2003 se registra una caída en el consumo interno como resultado de la caída de la actividad económica, no habiéndose recuperado aún los niveles previos a la crisis.

Estructura del mercado interno de derivados del petróleo:

Derivados del petróleo	1990	2000	2006
Naftas	22.1%	23.0%	15.1%
Gas oil/diesel oil	33.9%	42.0%	47.7%
Fuel oil	29.2%	18.0%	26.7%
GLP	7.7%	11.0	8.2%
Kerosene	4.5%	1.0%	0.5%
Otros energ. y no energéticos	2.7%	4.0%	1.9%
TOTAL	100.0%	100.0%	100.0%

Fuente: Balance Energético Nacional 2006, DNE.

En los últimos años se ha verificado un fuerte crecimiento del consumo de gas oil a expensas de una importante caída en el consumo de naftas, como resultado, entre otros factores, de la política de precios aplicada en el sector de combustibles líquidos. En este sentido, la política de precios aplicada fue generando a lo largo de las dos últimas décadas un diferencial de precios entre el precio de las naftas y el gas oil, que derivó en un fuerte estímulo a la incorporación de vehículos diesel (“dieselización del parque automotor”). Esto se evidencia en la evolución de la relación del consumo de gas oil respecto al consumo de naftas: en tanto en el año 1990 la relación consumo de gas oil/consumo de nafta, era de 1.5, es decir que por cada litro de nafta se consumía 1.5 lts. de gas oil, en el año 2004 esta relación era prácticamente el doble (2.81), es decir que por cada litro de nafta se consumen aproximadamente 3 litros de gas oil.

Durante el año 2007 se incorporaron una serie de políticas de desestímulo del consumo de gas oil: incremento de la tasa del IMESI⁸ que grava las compras de vehículos a gas oil de uso particular; creación del fideicomiso del transporte colectivo de pasajeros y modificación de la estructura tributaria del precio del gas oil a favor de un aumento del Impuesto al Valor Agregado en sustitución del IMESI, lo cual permite que los sectores productivos puedan deducir este impuesto.

⁸ Impuesto Específico Interno

Evolución del mercado de GLP

Ventas GLP mercado interno (en miles m3):

Año	Supergás	Propano industrial	Propano redes	Supergás granel
2000	182,2	13,5	17,3	4,7
2001	170,9	13,1	17,6	6,9
2002	166,2	10,0	18,4	6,6
2003	157,0	0,8	6,1	7,0
2004	144,4	2,4	0,6	8,0
2005	151,6	4,6	0,0	8,7
2006	152,9	3,4	0,0	9,5

Fuente: DNETN

Bunkers

Ventas de combustibles a bunkers (en miles m3):

Año	Gasolinas y naftas	Kero y Turbo	Gas oil y diesel	Fuel oil	Total
2000	30	55	165	195	444
2001	0	58	169	249	475
2002	0	25	156	261	442
2003	0	40	175	223	438
2004	0	54	185	239	478
2005	0	51	169	262	482
2006	0	68	170	156	394

Fuente: DNETN

Proyecciones de la demanda de energía 2005-2020:

A los efectos de disponer de una proyección de la demanda de energía en un horizonte de largo plazo, se consideraron los resultados correspondientes a las proyecciones de la demanda de energía elaboradas en el marco del Plan Estratégico 2007-2010 de ANCAP.

A continuación se indican las principales hipótesis utilizadas para la construcción del escenario de largo plazo:

- Se supuso una tasa de crecimiento de la demanda total de energía de 2.1% acumulativo anual para el período 2005-2020.

- ☑ No se registran cambios significativos en la estructura de la demanda de energía por sector.
- ☑ En lo que respecta a la estructura de la demanda por fuentes, se supuso que los derivados del petróleo continuarán teniendo una participación dominante en la matriz energética nacional.

A partir de estos supuestos, se estableció una proyección de la demanda de combustibles comercializados por ANCAP, según se indica en el siguiente cuadro:

**Demanda por combustibles - Años 2005 y 2020
Energéticos comercializados por ANCAP (En Ktep)**

Producto	2005	2020	Tasa crec.a.a
GLP	97	79	-1,4%
Gasolinas	224	317	2,3%
Gas Oil / Diesel oil	876	1.189	2,1%
Fuel oil	389	412	0,4%
JP1	42	57	2,1%
Kerosene	8	5	-3,1%
Coke	1	2	4,7%
Gas natural	80	394	11,2%
Etanol	0	17	n/c
Biodiesel	0	63	n/c
Demanda de combustibles ANCAP	1.717	2.535	2,6%
Demanda Total de Energía (En ktep)	2.717	3.705	2,1%

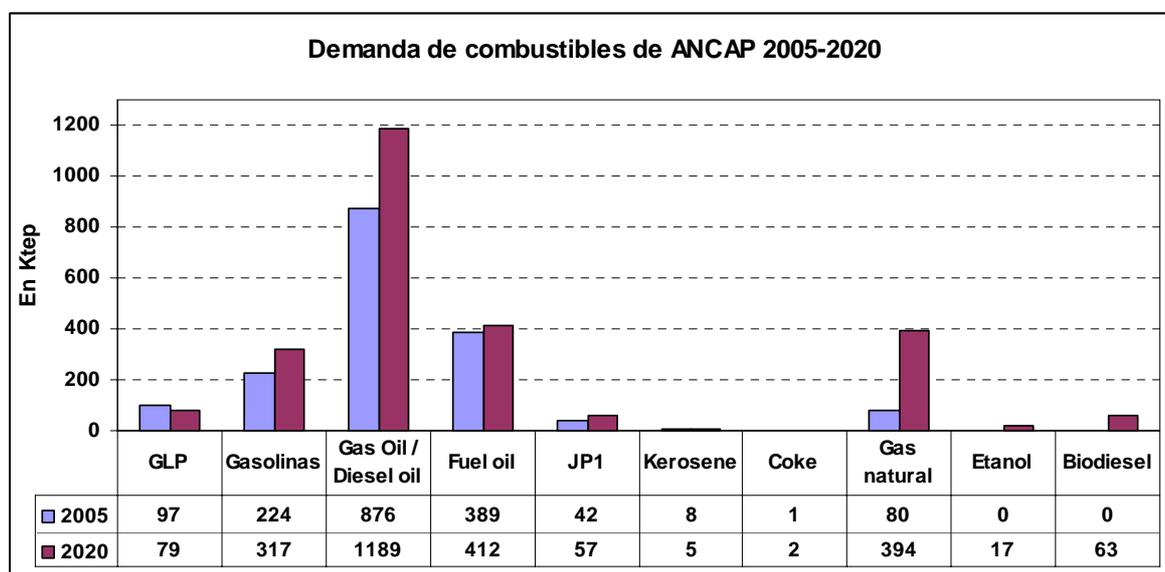
Fuente: Plan Estratégico 2007-2010 de ANCAP

Nota: Incluye demanda del mercado interno y bunkers bandera nacional y extranjera; no incluye la demanda de UTE.

Según surge del cuadro, se supone un aumento de la participación del gas natural en la matriz energética, vinculado al desarrollo de las reservas de gas de la región (Venezuela y Bolivia), la concreción de nuevos gasoductos (GNEA, Argentina) y el ingreso del GNL.

Se supone un aumento en la participación del gas oil y el ingreso del biodiesel y etanol. En este caso, se supuso se alcanzan las metas de incorporación obligatoria definidas en la Ley de Biocombustibles (2% a partir del año 2009 y 5% a partir del año 2011 en el caso del biodiesel y 5% a partir del año 2015 en el caso del etanol).

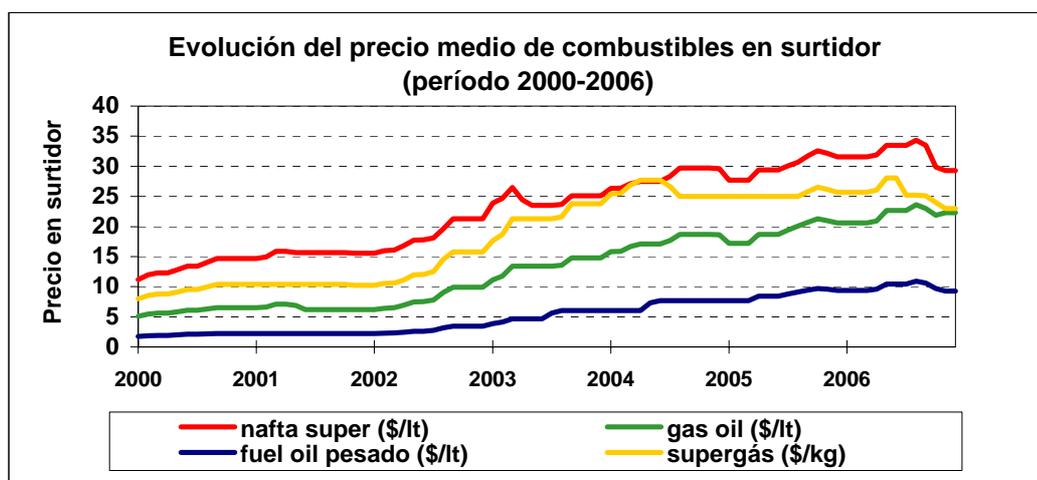
Evolución prevista de la demanda de combustibles comercializados por ANCAP por producto (en Ktep):



Fuente: ANCAP

Precios e impuestos de derivados del petróleo

A continuación se presenta la evolución del precio de los combustibles, con impuestos, precio en surtidor:



Fuente: DNETN.

Nota: precio con impuestos

La fijación de los precios de los combustibles al consumidor está basado en el sistema de costos totales de operación. En la medida que el costo del crudo representa el mayor componente de costo, la evolución de los precios internos sigue la pauta de la evolución del precio internacional del crudo.

En el caso particular del gas oil, en los últimos años se ha venido implementando una política de reducción de la brecha entre el precio de la nafta y el gas oil, de forma de corregir la distorsión de precios relativos y frenar la dieselización del parque automotor. Esta medida ha estado acompañada de la implementación de políticas de reintegros del precio en el caso del transporte colectivo de pasajeros y devolución de los impuestos que gravan el gas oil, de forma de no afectar al sector productivo.

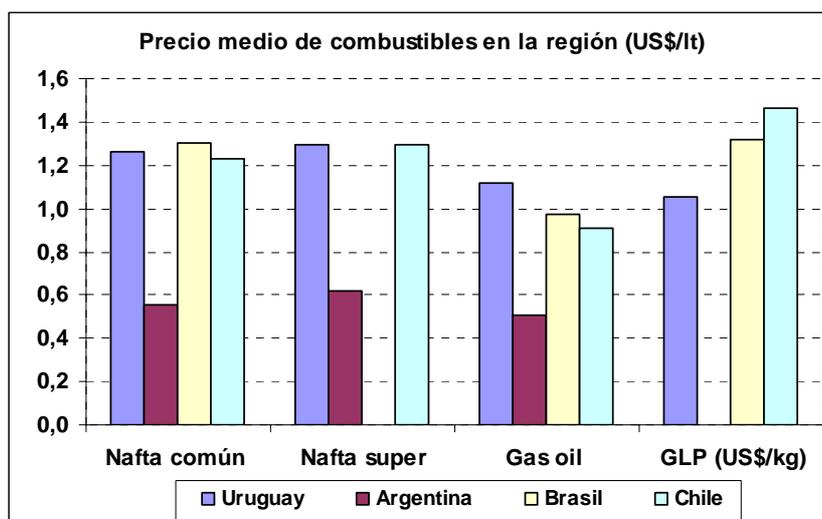
Estructura de precios de combustibles (según precios vigentes setiembre 2007):

Producto	Precio ex-refinería	Margen mayorista	Margen minorista	IMESI	IVA	Precio consumidor
Nafta común	14,11	0,55	2,58	13,16	---	30,41
Nafta super	12,38	0,55	2,58	15,62	---	31,13
Gas oil	19,23	0,55	1,82	---	4,75	26,35
Kerosene (\$/lt)	17,81	1,79	---	2,87	---	22,48
Fuel oil pesado (\$/lt)	8,72	0,18	---	---	1,96	10,85
Supergás (\$/kg.)	13,42	7,25	---	---	4,55	25,21

Fuente: DNETN

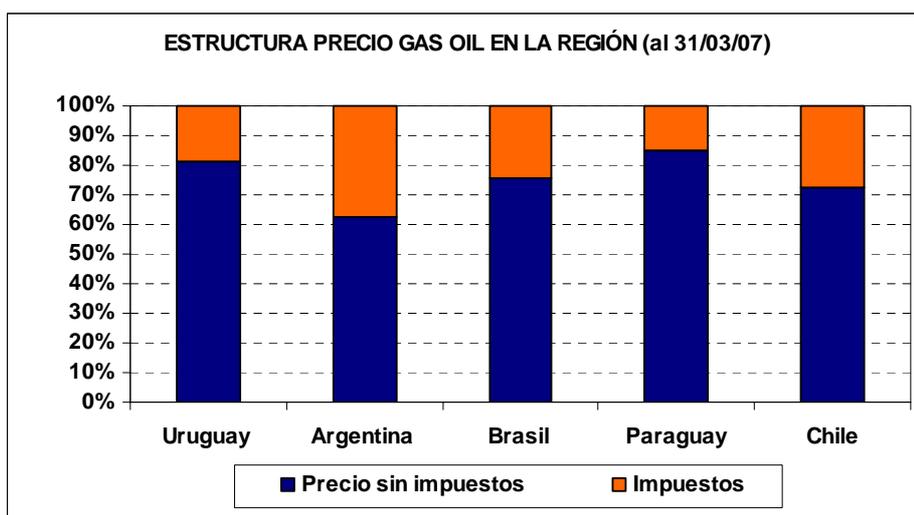
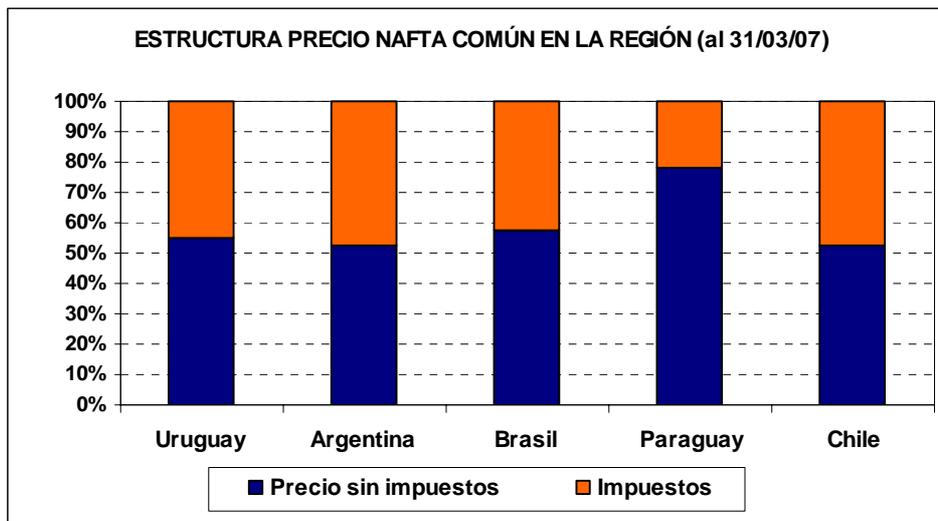
Precio medio de combustibles en surtidor en la región (US\$/lt):

Producto	Uruguay	Argentina	Brasil	Paraguay	Chile
Nafta común	1,26	0,55	1,30	0,83	1,23
Nafta super	1,30	0,62	---	1,14	1,30
Gas oil	1,12	0,51	0,97	0,76	0,91
Fuel oil	0,46	0,51	---	---	---
GLP (US\$/kg)	1,05	---	1,32	0,81	1,46



Notas: precios vigentes al 14/09/2007 en el caso de Uruguay y Brasil; 31/08/2007 en el caso de Chile; 31/07/2007 en el caso de Argentina.

La carga tributaria es uno de los factores que contribuye a explicar la diferencia en el precio de los combustibles de Uruguay con la región.



Cálculo del precio de paridad de importación:

Producto	Precio máximo fijado por el PE (vigente 12/7/2007)	Precio paridad de importación	
		c/MI	s/MI
Nafta super (\$/lt)	31.40	36.40	35.78
Gas oil (\$/lt)	25.00	24.27	23.37
Fuel oil (\$/lt)	10.30	13.39	12.79
GLP (\$/kg)	24.69	32.87	31.81

Nota: precio paridad de importación con y sin margen de importación (MI).

Fuente: URSEA, DNETN

De acuerdo al cálculo de paridad de importación de los precios de los hidrocarburos que publica regularmente la URSEA, con excepción del gas oil, el precio máximo de venta al público se encuentra por debajo del precio de paridad de importación.

8.2 Estadísticas del subsector gas natural

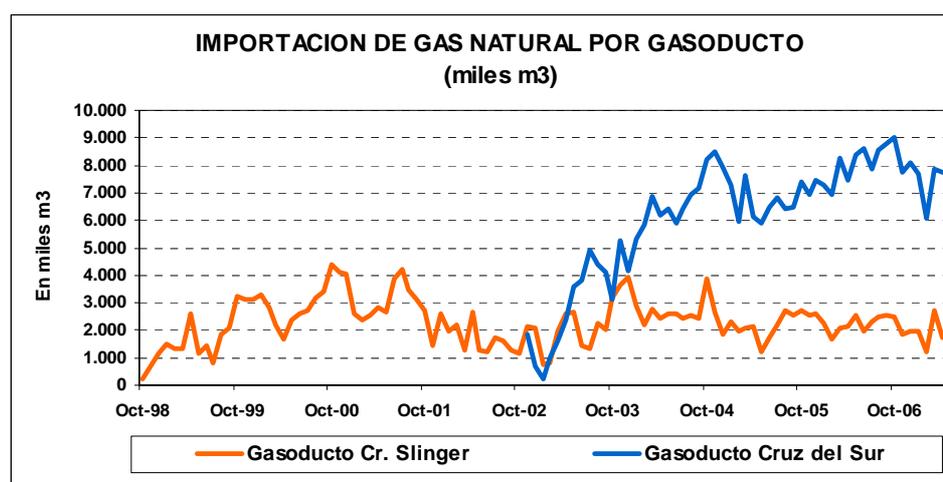
La matriz energética de 2006 muestra la baja participación del gas natural en la estructura de abastecimiento de la demanda de energía (3%).

Importaciones de gas natural por Gasoducto (en miles m3)

Año	Gasoducto del Litoral	Gasoducto Cruz del Sur	TOTAL
1998	2.127,1		2.127,1
1999	23.567,2		23.567,2
2000	36.863,6		36.863,6
2001	34.309,6		34.309,6
2002	20.673,2	2.515,9	23.189,1
2003	26.494,3	38.553,0	65.047,4
2004	31.326,8	81.659,2	112.986,0
2005	26.737,6	80.890,1	107.627,7
2006	26.349,7	97.023,1	123.372,8

Fuente: DNETN

El 79% de las importaciones de gas natural se realizan a través del GCDS (zona sur del país).



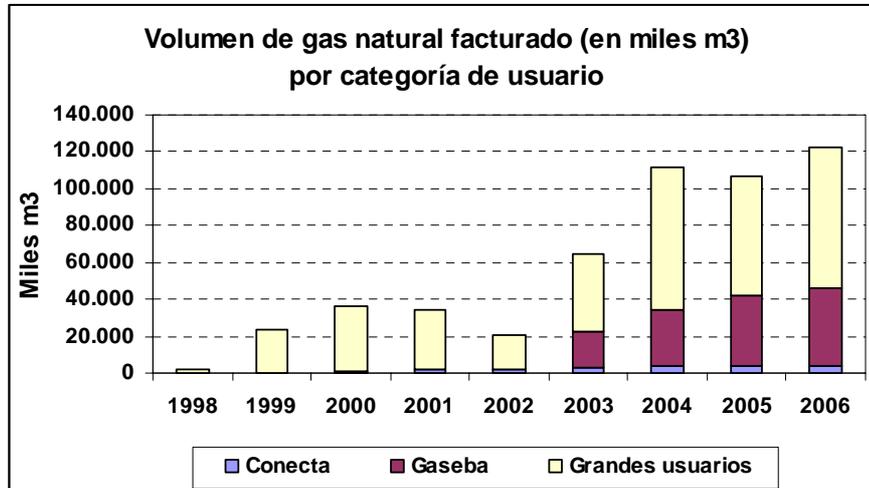
Evolución del mercado interno de gas natural (miles m3/mes)

Volumen de gas natural entregado (en miles m3):

Año	Conecta	Gaseba	Grandes Usuarios	TOTAL
1998	0	0	2.072	2.072
1999	0	0	23.334	23.334
2000	592	0	35.752	36.344
2001	1.673	0	32.218	33.892
2002	1.952	0	19.053	21.005
2003	3.382	19.137	41.961	64.480
2004	3.816	30.924	76.729	111.470
2005	4.209	37.692	64.775	106.675
2006	3.896	42.326	76.187	122.408

Fuente: DNETN

El 62% del volumen de gas entregado corresponde al consumo de grandes usuarios, en tanto la participación de las distribuidoras es del 38% (3% Conecta y 35% Gaseba).



Capítulo 9: Lecciones aprendidas, comentarios y sugerencias

A partir del informe realizado es posible concluir que el proceso de reforma del sector energético impulsado en la región durante la década del '90, presenta diferencias en el caso de Uruguay que lo distinguen de otros países de la región.

En el caso particular del sector derivados del petróleo, el proceso a través del cual se buscó impulsar la apertura del sector a la iniciativa privada, se encuentra establecido en la “Ley de Desmonopolización de la importación, exportación y refinación de petróleo” (Ley 17.448), de enero de 2002.

Los aspectos centrales que surgen de la Ley y resumen el alcance de la reforma impulsada en el sector de hidrocarburos, son los siguientes:

- - ☑ Derogación del monopolio de la importación, exportación y refinación de petróleo crudo y exportación de derivados de petróleo, establecido a favor del Estado y administrado por ANCAP de acuerdo con la Ley 8764 de creación de ANCAP.
 - ☑ Se habilita la opción de la asociación de ANCAP con un socio privado. Si bien ANCAP mantiene la mayoría accionaria de la sociedad, la gestión de la sociedad estaría a cargo del socio.
 - ☑ Se habilita a la sociedad a desarrollar por un plazo máximo de 30 años, actividades de importación, exportación, y refinación de petróleo, distribución, y exportación, comercialización de productos refinados, y la importación de estos últimos a partir del 1° de enero de 2006.
 - ☑ Derogación a partir del 1° de enero de 2006 del monopolio de importación de productos refinados derivados del petróleo.
 - ☑ Los precios máximos de venta de los combustibles en puerta de refinería sin impuestos, deberán fijarse de acuerdo al precio de paridad de importación.

La ley de desmonopolización del sector derivados del petróleo fue sometida a referéndum en el año 2003, siendo derogada. Este resultado refleja la tradición de Uruguay en cuanto a la importancia que atribuye la población a

la participación de las empresas del Estado en el sector, y el mantenimiento del monopolio estatal a favor de ANCAP.

En el caso de Uruguay, las empresas del Estado no presentan problemas de gestión y desempeño, ni resultados financieros negativos y/o situaciones de endeudamiento que justificaran su privatización, unido a la existencia de una valoración positiva por parte de la sociedad del rol e importancia de las empresas públicas.

A partir de la derogación de la ley de desmonopolización del sector, no se produjeron avances en la definición de un marco regulatorio del sector derivados del petróleo.

A partir del análisis de las características de la industria, es posible establecer que la refinación, en función de la escala mínima requerida y el tamaño del mercado de Uruguay, constituye un monopolio natural, en tanto la distribución de derivados constituye un mercado oligopólico.

El proceso de reforma impulsado en el sector deja en evidencia el intento de recrear condiciones de competencia en un mercado que por sus características de monopolio u oligopolio, no resulta conveniente desde el punto de vista económico.

En consecuencia, se considera que de concretarse el proceso de reforma previsto en la ley de desmonopolización del sector, se corría el riesgo de cambiar un monopolio estatal por un monopolio privado, unido a la pérdida de control sobre el manejo de un recurso estratégico por su impacto en la economía.

Los cambios en el contexto regional y mundial, y el escenario actual de altos precios del petróleo, han dado lugar a una percepción más generalizada del carácter estratégico de la energía y la importancia de la participación del Estado en la función empresarial.

En lo que respecta a los lineamientos de política energética de la actual administración de gobierno, existe una decisión política de mantener ANCAP como una empresa estatal fuerte.

Sin perjuicio de ello, existe el interés en desarrollar esquemas de asociación público-privada para la realización de actividades en el upstream y negocios en el exterior que permitan garantizar el acceso a reservas de petróleo y gas, y mejorar las condiciones de abastecimiento de crudo.

En lo que respecta a la actividad de refinación, se encuentra en consideración un proyecto de asociación de ANCAP para la construcción de un módulo de conversión profunda (procesamiento de crudos pesados) con PDVSA, en el marco del Acuerdo de Seguridad Energética firmado por los gobiernos de Uruguay y Venezuela en agosto de 2007.

A partir de la revisión de los resultados de las experiencias de la reforma impulsada en la región, desde el punto de vista económico y estratégico, se considera conveniente la participación de una empresa estatal, que evite la concentración del mercado y situaciones de abuso de posición dominante.

En el caso del sector de gas natural, el modelo de desarrollo y regulación que se impulsó a nivel nacional durante la década del noventa se basó esencialmente en el modelo de regulación del mercado argentino.

Los principales lineamientos de política energética definidos por el Poder Ejecutivo en materia de gas natural, y recogidos en los contratos de concesión y los decretos que regulan el funcionamiento de la industria, son los siguientes:

- ☑ Promover la competencia en todos los segmentos de la industria así como la eliminación de las barreras que la obstaculicen y cuando ello no fuere posible en virtud de la existencia de monopolios naturales, establecer garantías que aseguren su control;
- ☑ Incentivar la eficiencia en el sector;
- ☑ Asegurar la regularidad, confiabilidad y seguridad del suministro de gas;
- ☑ Establecer tarifas equitativas y aptas para permitir el desarrollo eficiente y sostenido de las actividades de la industria;
- ☑ Asegurar un tratamiento no discriminatorio a todos los sujetos que intervienen en cualquiera de las actividades u operaciones comprendidas en esta ley, incluyendo a los usuarios.

El transporte y la distribución de gas natural se consideran monopolios naturales, por lo que se trata de actividades reguladas, en tanto la importación y comercialización de gas natural se consideran actividades disputables y por lo tanto abiertas a la competencia.

El desarrollo del mercado de gas natural, en función del nivel de inversión que requiere el desarrollo de la infraestructura de transporte y distribución,

se buscó impulsar a través de la participación del sector privado, mediante la figura de contratos de concesión pública.

Sin perjuicio de ello, el desarrollo de la infraestructura fue posible a través de la participación de las empresas del Estado, a través de la financiación del Gasoducto del Litoral por parte de ANCAP y la firma de un contrato de transporte firme por parte de UTE (empresa eléctrica) que permitió viabilizar la construcción del Gasoducto del Sur y el ingreso del gas natural.

En lo que respecta al desarrollo del mercado de gas natural, se considera que la ausencia de un marco legal previo, en particular la ausencia de una Ley de Marco Regulatorio del sector, constituye una fuerte limitación, en la medida que el desarrollo del sector quedó pautado por las condiciones establecidas en los contratos de concesión y el desempeño comercial de las empresas.

En lo que respecta a la evaluación general del sector hidrocarburos, un aspecto a resaltar se vincula a la debilidad institucional que caracteriza al Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) y el organismo regulador (URSEA) en relación a las empresas del sector (públicas y privadas).

A esto se añade la ausencia de un marco regulatorio e institucional que determine con precisión las funciones y competencias de cada una de las instituciones del sector energético, lo que se traduce en la falta de claridad y confusión de las funciones de política, regulación y empresarial.

En el caso particular del sector derivados del petróleo, se destaca la ausencia de un marco regulatorio de la distribución y comercialización de derivados. En la práctica ha existido hasta ahora un marco regulatorio determinado por los contratos de ANCAP con las empresas distribuidoras que establecen los márgenes a percibir por las distribuidoras, las bonificaciones de los agentes (propietarios de estaciones) y los fletes por transporte de derivados. ANCAP dicta también las especificaciones técnicas de los rangos de calidad de los productos y las normas de seguridad que deben regir el transporte y almacenaje.

Evaluación general del desempeño de las empresas del sector hidrocarburos:

En el caso del sector derivados del petróleo, a partir de los indicadores seleccionados, es posible concluir que ANCAP presenta un buen resultado económico, con una utilidad promedio de US\$ 50 MM/anual.

Desde el punto de vista financiero, no requiere de asistencia financiera del Estado.

En consecuencia, el carácter estatal de la empresa le permite al Estado apropiarse de la renta monopólica del sector.

En lo que respecta a las desventajas vinculadas a la participación de una empresa estatal, las mismas se vinculan al hecho de que tradicionalmente la dirección de la empresa ha sido política y no técnica, lo que determina falta de continuidad en las políticas y cambios en la conducción de la empresa en función de los cambios de administración. Recién a partir de la actual administración de gobierno, el Presidente del Directorio de la empresa es un cargo político-técnico.

Un factor adicional se vincula a la utilización de las empresas del Estado como instrumento de política económica de corto plazo, en particular como instrumento de control de la evolución de los precios internos (inflación).

Los inconvenientes que se visualizan en la gestión empresarial de ANCAP están asociados a las limitaciones en la gestión de factores del negocio tales como inversiones, procedimientos de compras y contrataciones de la Administración Pública, que dan lugar a la existencia de sobrecostos y demoras en los plazos de tramitación, y cuestiones derivadas de la escala de la Refinería de ANCAP.

Un aspecto a señalar es la participación de ANCAP en negocios actualmente deficitarios, en algunos casos ajenos al negocio principal de la empresa, que afectan negativamente la situación financiera de la empresa, en función de objetivos de política económica, desarrollo regional, social, u otros objetivos.

En lo que respecta al desempeño de las empresas del sector gas natural, un aspecto a resaltar es la debilidad institucional del Estado y el regulador, así como la ausencia de instrumentos y mecanismos que permitan garantizar el cumplimiento efectivo de los contratos de concesión, en particular en lo que respecta a los contratos de distribución de gas natural.

En el caso del contrato de concesión de transporte de gas natural, a partir del análisis de los indicadores seleccionados, se considera que la empresa ha tenido un buen desempeño.

En el caso de la distribución de gas por redes, el nivel de inversiones, la extensión de la red y el número de conexiones ha sido sensiblemente menor

al previsto, lo que se refleja en un escaso grado de desarrollo del mercado de gas natural.

Desde el punto de vista regulatorio, el sector no cuenta aún con un marco general contenido en una única ley que establezca el marco regulatorio del sector, existiendo un conjunto de leyes y decretos parciales que regulan las distintas actividades de la industria, lo que da lugar a la existencia de vacíos legales.

A partir de la crisis energética regional y las restricciones establecidas por Argentina a la exportación de gas natural, existe incertidumbre en cuanto a la disponibilidad de gas natural en el mercado regional y sobre los costos de abastecimiento para el Uruguay, lo que ha determinado que no exista claridad por parte de las autoridades del sector acerca del rol del gas natural dentro del desarrollo futuro del sistema energético nacional.

Un aspecto adicional que resulta de interés se refiere a la política tarifaria. En este sentido, se considera que la política de precios del gas natural en relación al precio de los sustitutos, ha dificultado la penetración del gas natural, por lo que sería adecuado realizar una revisión de la política tarifaria vigente.

A partir de las consideraciones expuestas, es posible establecer las siguientes recomendaciones generales:

- ☑ Elaboración de un Plan Energético de largo plazo por parte del MIEM a través del cual se expliciten los objetivos y estrategias de política energética correspondientes al sector derivados del petróleo y gas natural.
- ☑ Retomar y jerarquizar el rol de política y la planificación de largo plazo por parte del MIEM, en coordinación con las políticas sectoriales de las empresas del Estado.
- ☑ Fortalecer el marco regulatorio e institucional del sector hidrocarburos (petróleo y gas natural):

Desde el punto de vista institucional, se considera necesario fortalecer las actividades de formulación de políticas y planificación energética nacional por parte de la Dirección Nacional de Energía del MIEM, y la URSEA, en su carácter de organismo regulador.

Establecer claramente los roles y funciones de las distintas instituciones del sector energético, en particular en lo que respecta a las funciones de formulación de política, regulación y actividad empresarial.

Desde el punto de vista regulatorio, se recomienda avanzar en la definición del marco regulatorio de la distribución y comercialización de hidrocarburos y combustibles líquidos.

Esto implica la consideración de los contratos actuales de distribución, la determinación de los mecanismos de fijación de los márgenes de distribución y fijación de precios máximos de venta en las distintas etapas de comercialización (regulados) y la normativa y procedimiento de control de la calidad de los productos.

Elaboración de una Ley de Marco regulatorio del sector gas natural

- ☑ Revisión de la política de precios de los energéticos y el tratamiento tributario de los distintos productos.

Actualmente la fijación de la estructura de los precios de los derivados está fuertemente vinculada a criterios fiscales. Por lo tanto, se considera necesario realizar una revisión de la estructura de impuestos de los combustibles y una evaluación de la competitividad entre productos sustitutos tales como GNC-GLP, gas oil-naftas-biodiesel / gas natural-GLP-fuel oil pesado; gas natural y energía eléctrica.

- ☑ Promover la eficiencia energética en la demanda

En función de las condiciones del mercado regional e internacional, en particular en lo que respecta a la evolución de los precios de la energía, se considera prioritario definir líneas de acción que permitan actuar sobre el consumo (demanda) de derivados, y la definición de una política tendiente al uso eficiente de la energía en el transporte. En este sentido, se considera conveniente generar una instancia de planificación de la política de transporte y la política energética.

Finalmente, se considera que estas definiciones deberían plasmarse a través de un marco regulatorio y/o el establecimiento de normativas que favorezcan la concreción de proyectos de uso eficiente de la energía en el transporte.

Capítulo 10: Bibliografía consultada

- “Aspectos institucionales de la regulación del sector eléctrico y gasífero en Uruguay”, Documento elaborado para el Ministerio de Industria, Energía y Minería, Carlos Miguez, 1999.
- “Balance Energético Nacional”, Dirección Nacional de Energía, Ministerio de Industria, Energía y Minería (Uruguay), 2006.
- “Contrato de levantamiento sísmico 2D multicliente “long offset” costafuera de Uruguay” (ANCAP – WAVEFIELD INSEIS AS) (abril, 2007)
- “Energía en cifras”, Sistema de Información Económica y Energética, OLADE, 2004.
- “Esquistos bituminosos. Fuente de Energía e Hidrocarburo Nacional”, Dirección Nacional de Energía (2007).
- “Estadísticas e indicadores económico-energéticos de América Latina y el Caribe”, OLADE.
- “Estrategia de energía”, documento del Banco Mundial (abril, 2006)
- "Evaluación de las alternativas de integración energética de Uruguay a nivel regional" (tesis de maestría), Rossana Gaudioso (2005).
- “Gas Uruguay SA. Memoria Financiera diciembre 2006” (2007)
- “Informe energético de América Latina y el Caribe 2003”, OLADE, 2004.
- “Informe de petróleo, gas natural y GLP”, DNE
- “Informe de Prospectiva energética 2003-2013”, OLADE (2006).
- “La industria del gas natural en América del Sur: situación y posibilidades de la integración de mercados”, Roberto Kozulj, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL No. 77, diciembre 2004.
- “La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina”, Humberto Campodónico, CEPAL, 1998.
- “Lecciones aprendidas en el proceso de integración de Gas Natural en el Mercosur”, Raúl Garcia Consultores, ARPEL, 2003.

- “Lineamientos de Estrategia Energética – Uruguay 2006”, Ministerio de Industria, Energía y Minería (agosto, 2006)
- “Memoria y Balance Anual 2005”, ANCAP
- “Plan Estratégico 2007-2010”, ANCAP (octubre, 2007).
- “Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina”, Humberto Campodónico, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL No.78, octubre 2004.
- “Tema Focal: La Modernización del Sector Energético en América Latina y el Caribe. Marco regulatorio, desincorporación de activos y libre comercio”, XXVII Junta de Expertos-XXVIII Reunión de Ministros, Montevideo – Uruguay, 1997.
- Sistema de Información Energética y Legal, OLADE.
- Sitio web ANCAP (www.ancap.com.uy)
- Sitio web Dirección Nacional de Energía (www.dnetn.gub.uy)