

# VENEZUELA

## LA ENERGÍA EN CIFRAS 2006





## LOS NÚMEROS DE LA ENERGÍA

En la última década, Venezuela ha vivido cambios que han transformado significativamente el panorama de su industria energética. En primer lugar, el sector petrolero se ha expandido considerablemente y experimentado modificaciones importantes; el sector gasífero ha cobrado creciente importancia, pero aún no empieza a desarrollar su potencial; y la industria eléctrica, en cambio, ha venido sufriendo de una endémica falta de inversión en ciertas áreas determinantes.

A partir de este panorama general, el informe *Venezuela: la energía en cifras* describe las principales características de las industrias petrolera, gasífera y eléctrica a comienzos de 2006, con base en información pública disponible al 31 de diciembre de 2005, a excepción de la sección «Las empresas mixtas petroleras», para la cual se utilizó información disponible en junio de 2006. En este informe se analizan algunos de los aspectos más relevantes de cada sector y se describen las variables más importantes de las actividades que componen la cadena de valor y los principales actores de la industria.

El informe está estructurado en cuatro partes. La primera está dedicada a la industria petrolera y considera aspectos relevantes como reservas, producción, inversión y descripción de los contratos de exploración, producción y refinación. Además, contiene un breve apartado que presenta algunas cifras clave del impacto petrolero en la política fiscal del país. Algunos de esos datos son:

- ⊙ Reservas de crudo convencional: 77,2 mil millones de barriles.
- ⊙ Reservas de crudos no convencionales (Faja del Orinoco): se calculan en 236 mil millones de barriles.
- ⊙ Producción: entre 2,6 y 3,2 millones de barriles diarios, que representan 14,2 por ciento de la producción hemisférica y 3,7 por ciento de la producción mundial.
- ⊙ Consumo nacional: alrededor de 580 mil barriles diarios.
- ⊙ Exportaciones petroleras: constituyen más de 85 por ciento de las exportaciones totales de Venezuela.
- ⊙ Ingreso fiscal petrolero: ha variado entre 11 y 17 por ciento del PIB entre 2003 y 2006.

La primera parte cierra con una sección dedicada a describir las empresas mixtas de la industria petrolera, y a explicar cómo y en qué condiciones se migró de los convenios operativos a esta nueva realidad jurídica. Entre las principales características de las empresas mixtas sobresalen:

- ⊙ Son de capital compartido (*joint ventures*) entre la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) y empresas privadas.
- ⊙ Están reglamentadas por el Acuerdo de la Asamblea Nacional y el proyecto de Acta constitutiva y estatutos sociales de la sociedad, y estarán normadas por el Código de comercio y la Ley orgánica de hidrocarburos.
- ⊙ Impuesto sobre la renta (ISLR): cincuenta por ciento; regalías: treinta por ciento; impuestos superficiales: cien unidades tributarias (UT) por kilómetro cuadrado, que se incrementarán dos por ciento los primeros cinco años y cinco por ciento los años subsiguientes.

- ⊙ Regalías adicionales: 2,22 por ciento en los municipios donde se encuentre el área asignada, y 1,11 por ciento para financiar proyectos de desarrollo endógeno.

La segunda parte realiza un recorrido descriptivo por la industria del gas natural y las magnitudes de las reservas y la producción del país. Además, muestra en forma resumida los principales proyectos gasíferos adelantados en el territorio nacional y señala la diferencia entre el precio del gas para el consumo interno y para los mercados internacionales.

- ⊙ Reservas de gas: 150 billones de pies cúbicos (noventa por ciento de gas asociado).
- ⊙ Producción y consumo de gas: 2.700 millones de pies cúbicos por día en 2004.
- ⊙ Precio promedio del gas en Venezuela: 0,38 dólares por millón de BTU (*British Thermal Unit*, una unidad de medida de energía) en febrero de 2005, mientras que en los mercados internacionales era de 7,59.

En la tercera parte el análisis se concentra en el sector eléctrico nacional, comenzando por la capacidad instalada y la demanda de electricidad. Posteriormente, al igual que en las dos partes anteriores, el informe presenta cifras relevantes sobre la cadena de valor, transmisión y distribución, e incluye un apartado referente al consumo eléctrico en Venezuela.

- ⊙ El sector público posee 86 por ciento de la capacidad instalada de generación y el sector privado 14 por ciento.
- ⊙ El Sistema Interconectado Nacional (SIN) sirve al 96 por ciento de la población venezolana.
- ⊙ La energía generada en 2005 fue de 104.092 gigavatios hora.
- ⊙ El número de fallas mayores registradas en ese año ascendió a 84.
- ⊙ De la energía eléctrica generada, 28 por ciento no fue facturada.

El informe cierra con una breve exposición de la visión gubernamental de cada una de las industrias energéticas, partiendo del Plan Siembra Petrolera (2005-2030), para finalizar con los planes futuros de la industria del gas y de la electricidad.

- ⊙ Inversión prevista entre 2006 y 2012: 56 mil millones de dólares en petróleo y gas.
- ⊙ Los seis proyectos principales del Plan Siembra Petrolera abarcan la Faja Petrolífera del Orinoco, operaciones de gas costa afuera, refinación, infraestructura e integración.
- ⊙ Incorporación de 11.800 megavatios al parque nacional de generación eléctrica.

Esta es la primera edición del informe *Venezuela: la energía en cifras*, que será publicado anualmente. El informe, preparado por el Centro Internacional de Energía y Ambiente, del Instituto de Estudios Superiores de Administración, está dirigido no sólo a personas relacionadas con el sector energético, sino al público en general interesado en los destinos y los caminos de desarrollo de la principal industria venezolana.

## EL MERCADO PETROLERO

### Exploración y producción de petróleo

- ⊙ Mercado operado directamente por Petróleos de Venezuela, S.A. (Pdvs) en un sesenta por ciento, aproximadamente, y por empresas privadas en un cuarenta por ciento.
- ⊙ 32 convenios operativos en transición hacia empresas mixtas (al 31 de diciembre de 2005).
- ⊙ Cuatro asociaciones estratégicas en la Faja del Orinoco.
- ⊙ Tres contratos de exploración a riesgo.

### Marco legal

- ⊙ Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (1999): el Estado venezolano se reserva las actividades petroleras por razones estratégicas y de conveniencia nacional. Asimismo establece que cualquiera sea la naturaleza de los yacimientos mineros y de hidrocarburos existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental, pertenecen a la República y son bienes del dominio público; por tanto, son inalienables e imprescriptibles. Las costas marinas son bienes del dominio público.
- ⊙ Ley orgánica de hidrocarburos (2001): regula los hidrocarburos líquidos y las actividades que con ellos se realizan: exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte, almacenamiento, comercialización y conservación. El Estado se reserva las actividades primarias (exploración y explotación), así como la comercialización de crudos; sin embargo, el Estado puede realizar estas actividades por medio de empresas de su exclusiva propiedad o por medio de empresas mixtas en las cuales posea una participación superior al cincuenta por ciento.

### Instituciones

- ⊙ Ministerio de Energía y Petróleo (Menpet): organismo encargado de regular, formular y evaluar las políticas, así como de planificar, realizar y fiscalizar las actividades del Ejecutivo Nacional en materia de hidrocarburos y energía en general.
- ⊙ Pdvs: corporación estatal que se encarga de la exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos.
- ⊙ Principales empresas: Chevron, China National Petroleum Corporation (CNPC), ConocoPhillips, BP, Eni, ExxonMobil, Petrobras, Repsol, Shell, Statoil, Total.

### Tipos de contratos

- ⊙ Convenios operativos: contratos entre Pdvs y empresas operadoras para la explotación de hidrocarburos en campos marginales, a cambio de un pago indexado al precio del petróleo, actualmente en proceso de conversión a empresas mixtas.
- ⊙ Asociaciones estratégicas de la Faja del Orinoco: contratos de asociación entre Pdvs y empresas privadas, con participación mayoritaria de estas últimas, para la extracción y el mejoramiento de crudos extrapesados en la Faja del Orinoco.
- ⊙ Contratos de exploración a riesgo: los operadores privados acometen la exploración y, si resulta exitosa, la contratista deberá asociarse con Pdvs en la explotación.

### Impuestos y regalías

- ⊙ ISLR: cincuenta por ciento.
- ⊙ Regalías: petróleo convencional, treinta por ciento; extrapesado, veinte por ciento (por un período limitado).

### Datos del sector

- ⊙ Reservas (2004): 77,2 mil millones de barriles.
- ⊙ Producción (2005): entre 2,6 y 3,2 millones de barriles diarios.
- ⊙ Capacidad de refinación: 2,9 millones de barriles diarios.

## Reservas

Las reservas de petróleo de Venezuela son las más grandes del continente: se calculan en 77 mil millones de barriles de crudo convencional, lo que representa casi 48 por ciento de las reservas del continente americano y 6,5 por ciento de las reservas del mundo. Esta cifra no incluye las reservas de crudos extra pesados y bitumen de la Faja del Orinoco, que supera los 200 mil millones de barriles.

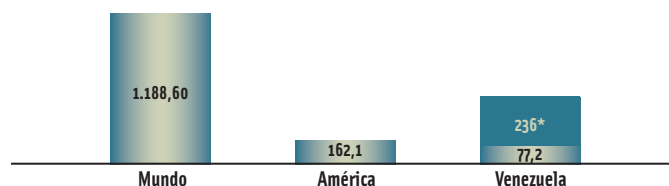
### SITUACIÓN PETROLERA, 2004

	Reservas (miles de millones de barriles)	Producción (millones de barriles diarios)	Consumo (millones de barriles diarios)
Mundo	1.188,60	80,26	80,75
América	162,10	20,91	29,35
Venezuela	77,20	2,98	0,57

Fuente: BP Statistical Review of World Energy (junio 2005).

### RESERVAS PETROLERAS EN EL MUNDO, AMÉRICA Y VENEZUELA, 2004

(miles de millones de barriles)

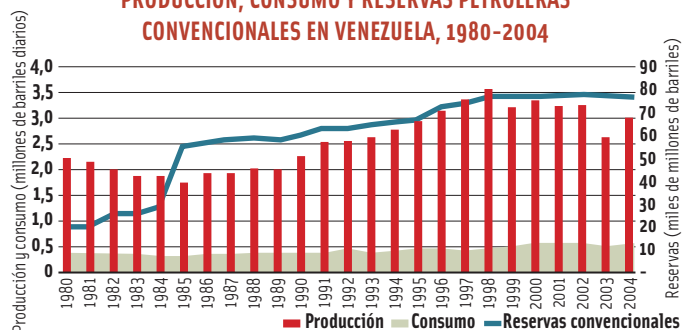


Fuente: Energy Information Administration. (\*) Reservas calculadas de crudo extrapesado de la Faja del Orinoco.

## Producción

La producción de petróleo de Venezuela en 2005 estuvo entre 2,6 millones (de acuerdo con analistas privados y organismos internacionales) y 3,2 millones de barriles diarios (según cifras oficiales). El consumo llegó a los 525 mil barriles diarios. Venezuela aporta 14,2 por ciento de la producción hemisférica y 3,7 por ciento de la producción mundial. Con respecto a las magnitudes alcanzadas a finales de la década pasada, se observa una disminución de la producción.

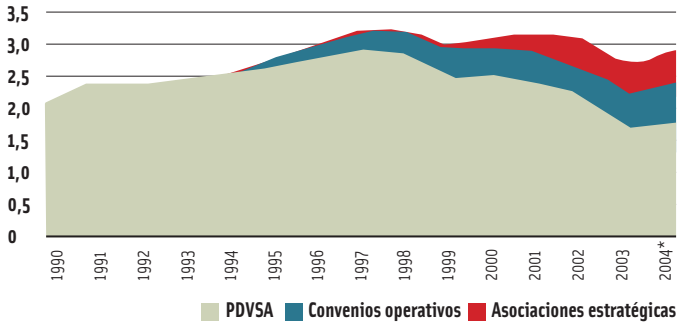
### PRODUCCIÓN, CONSUMO Y RESERVAS PETROLERAS CONVENCIONALES EN VENEZUELA, 1980-2004



Fuente: BP Statistical Review of World Energy (junio 2005).

Las cifras muestran también una tendencia a la disminución de la producción estatal, como proporción del total (esfuerzo de Pdvsa), y un incremento paulatino de la producción operada por privados (convenios operativos y asociaciones estratégicas).

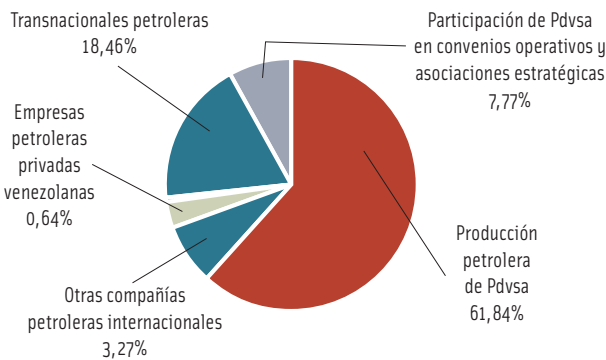
**PRODUCCIÓN PETROLERA PÚBLICA Y PRIVADA, 1990-2004**  
(millones de barriles diarios)



Fuente: Pdvsa. (\*) Cálculos propios.

Para el año 2004, 69,6 por ciento de la producción petrolera nacional fue aportada por Pdvsa: 61,8 por ciento mediante operación propia y 7,8 por ciento con las asociaciones estratégicas de la Faja del Orinoco. Las transnacionales petroleras (BP, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Shell, Total) aportaron 18,4 por ciento de la producción total, y las compañías petroleras estatales o cuasi-estatales (CNPC, Eni, Petrobras, Repsol, Statoil!) ocho por ciento. Otras compañías petroleras internacionales contribuyeron con 3,3 por ciento: Anadarko, Banco Popular de Ecuador, Compañía General de Combustibles, Harvest Natural Resources, Korea Petroleum Development, Lundin Petroleum, Nimir, OVM, Perenco, Rosewood Resources, Samson, Teikoku, Tecpetrol y Williams Companies, Inc. Las empresas petroleras privadas nacionales aportaron 0,6 por ciento: Cosa, Ehcopek, Inepetrol, Inversiones Polar, Open-Cartera de Inversión, Petrolera Coroil, Petrolera Mata, Phoenix, Suelopetrol y Vinccler.

**DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN POR TIPO DE EMPRESA, 2004**



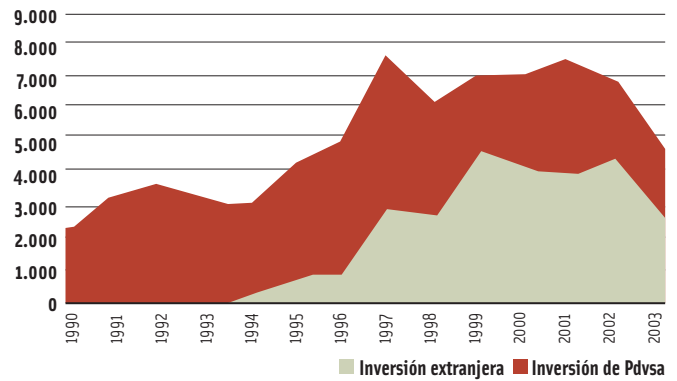
Fuente: Petroguía 2005 y cálculos propios.

**Inversión**

Entre 1990 y 2002, la inversión en exploración y producción petrolera –tanto foránea como nacional– creció significativamente. En trece años se invirtieron más de setenta mil millones de dólares, de los cuales 62 por ciento era capital de Pdvsa y 38 por ciento inversión privada, fundamentalmente extranjera.

1 Eni (Italia) y Repsol (España) no son controladas por sus Estados, pero operan en coordinación con ellos.

**INVERSIÓN PETROLERA, 1990-2003**  
(millones de dólares)



Fuente: Pdvsa.

**Los convenios operativos migran a empresas mixtas**

Los convenios operativos se iniciaron en 1993 y desde entonces han invertido poco más de once mil millones de dólares en producción. Hoy estos convenios aportan alrededor de 500 mil barriles diarios a la producción petrolera nacional. Los convenios operativos se hallan en un período de transición que culminará cuando finalmente migren a empresas mixtas. Pdvsa será la socia mayoritaria de las empresas mixtas, con al menos sesenta por ciento de la distribución accionaria.

**CONVENIOS OPERATIVOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2005)**

PROYECTO	SOCIOS
Acema	<b>Petrobras (64%)</b> Petrolera Crill-Corepli (36%)
Ambrosio	<b>Perenco (90%)</b> EPIC (10%)
B2X.68/79	<b>Hocol (80%)</b> Ehcopek Petróleo (10%) Cartera de Inv. petroleras (10%)
B2X.70/80	<b>Hocol (90%)</b> Ehcopek Petróleo (10%)
Boquerón	<b>BP Venezuela (60%)</b> Preussag Energie GmbH (30%) EPIC (10%)
Boscán	<b>Chevron (98%)</b> Ineboscán Inc. (2%)
Cabimas	<b>Suelopetrol (100%)</b>
Caracoles	<b>CNPC (100%)</b>
Casma-Anaco	<b>Open (100%)</b>
Colón	<b>Tecpetrol Venezuela (43.7%)</b> Perenco (43.7%) Lundin Petroleum (12.6%)
Dación	<b>Eni Dación, B.V. (100%)</b>
DZO	<b>BP Venezuela Holding (100%)</b>
Falcón Este	<b>Vinccler Oil and Gas (100%)</b>
Falcón Oeste	<b>West Falcón Samsom Hydro (100%)</b>
Guárico Occidental	<b>Repsol YPF Venezuela (100%)</b>
Guárico Oriental	<b>Teikoku Oil de Venezuela (100%)</b>
Intercampo Norte	<b>CNPC (100%)</b>
Jusepín	<b>Total Oil &amp; Gas de Venezuela, B.V. (55%)</b> BP Venezuela Holding (45%)



PROYECTO	SOCIOS
Kaki	<b>Inemaka (51%)</b> Inversiones Polar (39%) Pdvsa (10%)
La Concepción	<b>Petrobras (90%)</b> Williams Companies (10%)
LL-652	<b>Chevron Texaco Global Technology (90%)</b> EPIC (10%)
Mata	<b>Petrobras Energía Venezuela, S.A. (73,23%)</b> Inversiones Mata (26,77%)
Maulpa	<b>Inemaka (51%)</b> Inversiones Polar (39%) Pdvsa (10%)
Mene Grande	<b>Respsol YPF Venezuela (100%)</b>
Monagas Sur	<b>Harvest (80%)</b> Vinccler (20%) Operador: Harvest Vinccler
Onado	<b>Compañía General de Combustibles (CGC) (46%)</b> Carmanah Resources (26%) Banco Popular de Ecuador (16%) Korea Petroleum Development Corporation (12%)
Oritupano-Leona	<b>Petrobras (54%)</b> Anadarko (45%) Servicios Corod de Venezuela (1%)
Pedernales	<b>Perenco (100%)</b>
Quiamare-La Ceiba	<b>Repsol YPF Venezuela (75%)</b> Ampolox Venezuela, Inc. - ExxonMobil (25%-vendido Repsol)
Quiquire	<b>Repsol YPF Venezuela (100%)</b>
Sanvi Guere	<b>Teikoku Oil de Venezuela (100%)</b>
Urdaneta	<b>Shell de Venezuela (100%)</b>

Fuente: información recopilada por el Centro Internacional de Energía y Ambiente.

### Las asociaciones estratégicas

Los cuatro proyectos con los que se ha iniciado el desarrollo del potencial de crudos extrapesados de la Faja del Orinoco han requerido una inversión que ronda los quince mil millones de dólares y están aportando unos 600 mil barriles diarios de producción. Estas asociaciones estratégicas se concibieron con el objetivo de integrar verticalmente el negocio de petróleo extrapesado de la Faja, incluyendo plantas de mejoramiento que generan crudos sintéticos de mayor gravedad API, más atractivos en los mercados internacionales.

La producción operada en Venezuela, incluyendo las asociaciones estratégicas y los convenios operativos, es una porción significativa de algunas de las grandes transnacionales del petróleo. En 2004, ConocoPhillips concentraba más de diez por ciento de su producción en el país; igualmente sucede con un porcentaje relevante de la producción de Chevron y Total, mientras que para BP, ExxonMobil y Shell la producción en Venezuela es menos significativa.

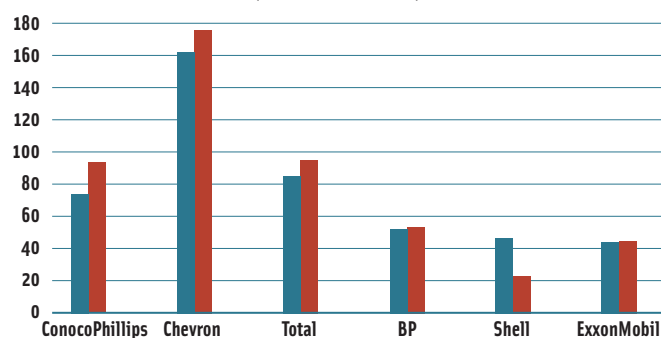
### PROYECTOS DE LA FAJA DEL ORINOCO

Compañías	Participación del sector privado (%)		Participación de Pdvsa (%)	Reservas (mmb)	Producción de crudo sintético (mbd)	API° crudo	API° crudo sintético	Fecha de inicio
<b>Petrozuata</b>	ConocoPhillips	50,1	49,9	2.605	104	9,3	19-25	Oct.-98
<b>Sincor</b>	Total	47,0	38,0	3.555	180	8-8,5	30-32	Dic.-00
<b>Ameriven</b>	Chevron	30,0	30,0	1.069	190	8,7	25-27	Oct.-01
<b>Cerro Negro</b>	ConocoPhillips	40,0						
	ExxonMobil	41,7	41,6	3.410	105	8,5	16	Nov.-99
	BP	16,6						

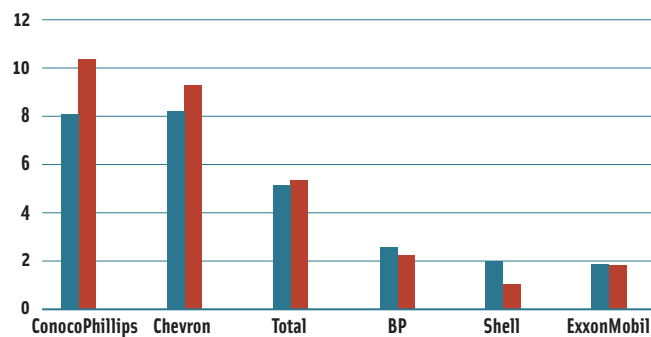
mmb: millones de barriles. mbd: miles de barriles diarios.  
Fuente: Petroguía 2005, AIE 2005.

### PRODUCCIÓN DE LAS TRANSNACIONALES EN VENEZUELA, 2003-2004

(miles de barriles diarios)



(porcentaje de su producción total)



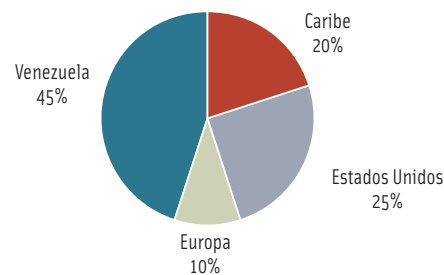
■ 2004 ■ 2003

Fuente: Pdvsa, reportes 10k y 20F presentados ante la Comisión de Valores de Estados Unidos.

### Refinación

Venezuela tiene una capacidad de refinación de 2,9 millones de barriles diarios, de los cuales 1,3 millones se hallan en territorio nacional, 734 mil en Estados Unidos, 301 mil en Europa y 568 mil en el Caribe. Las principales refinerías de Venezuela son: Centro de Refinación Paraguaná (955 mil barriles diarios), Refinería Jose en Puerto la Cruz (195 mil barriles diarios) y Refinería El Palito en Morón (127 mil barriles diarios).

### CAPACIDAD DE REFINACIÓN DE VENEZUELA EN EL MUNDO



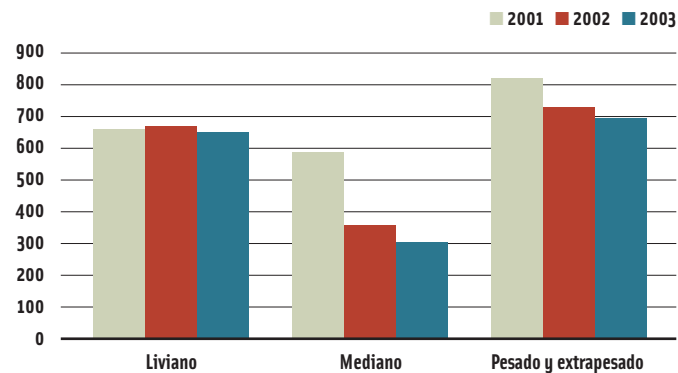
Fuente: AIE.

## Exportaciones

En 2001 y 2003 las exportaciones petroleras de Venezuela alcanzaron 2,7 millones y 2,3 millones barriles diarios, respectivamente. Aproximadamente la mitad de estas exportaciones son de crudo convencional, mientras la otra mitad se divide entre productos refinados y petróleo extrapesado. Las exportaciones de crudo pasaron de dos millones de barriles diarios en 2001 a 1,65 millones en 2003; las exportaciones de productos refinados pasaron de 697 mil barriles diarios en el año 2001 a 502 mil el año 2003.

Entre 2001 y 2003, las exportaciones de todos los tipos de crudo cayeron (en parte a raíz del paro petrolero). Los crudos medianos sufrieron la mayor caída en valores absolutos y también como proporción de las exportaciones totales de crudo (28 a 18 por ciento). Aunque los crudos pesados y extrapesados cayeron en número de barriles diarios (de 821 mil a 692 mil), aumentaron como proporción total de las exportaciones (pasaron de 40 por ciento en 2001 a 42 en 2003). La producción de crudos livianos no varió mucho en valores absolutos, pero sí como proporción del total de las exportaciones, pues pasaron de 32 por ciento en 2001 a cuarenta en 2003.

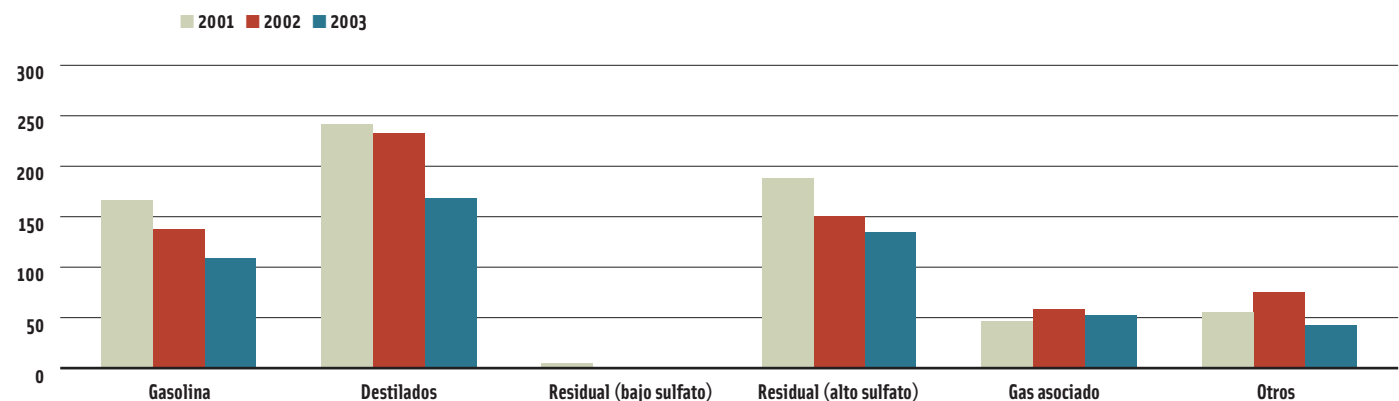
**EXPORTACIONES POR TIPO DE CRUDO, 2001-2003**  
(miles de barriles diarios)



Fuente: Pdvsa, reporte 20F presentado ante la Comisión de Valores de Estados Unidos.

En cuanto a las exportaciones de productos, en el período 2001-2003 los destilados ocuparon el primer lugar (35 por ciento en 2001 y 33 en 2003). El residual (alto sulfato) representó 27 por ciento de las exportaciones de productos, aunque en el año 2002 disminuyó a 23. La gasolina pasó de 24 por ciento a 22; mientras que el gas asociado y otros productos representaron entre diez y seis por ciento del total, respectivamente, en los tres años estudiados. El residual (bajo sulfato) estuvo por debajo de uno por ciento.

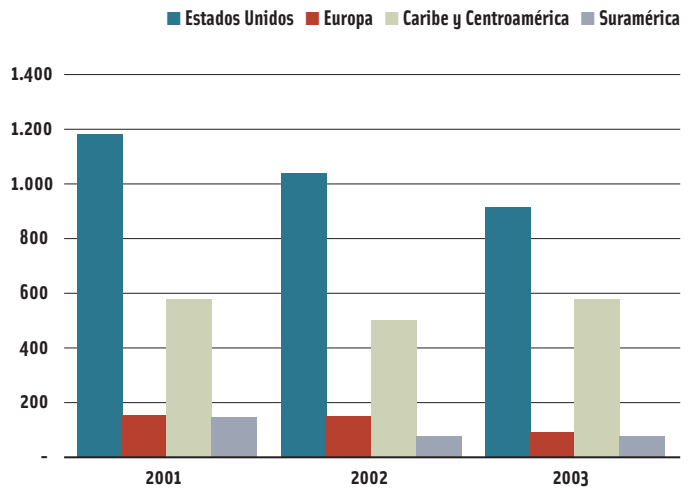
**EXPORTACIONES POR TIPO DE PRODUCTO, 2001-2003**  
(miles de barriles diarios)



Fuente: Pdvsa, reporte 20F presentado ante la Comisión de Valores de Estados Unidos.

En 2003, Estados Unidos seguía siendo el mercado más importante para los crudos y productos venezolanos: 43 por ciento de las exportaciones de crudo y doce por ciento de las exportaciones de productos refinados tuvieron como destino ese país. Estas operaciones suman 1,6 millones de barriles diarios y representan 11,8 por ciento de las importaciones estadounidenses de petróleo, cifra que se mantuvo en el año 2004. El Caribe y Centroamérica conforman el segundo mercado más importante, con 26,6 por ciento de las exportaciones de crudo.

**EXPORTACIONES POR REGIÓN, 2001-2003**  
(miles de barriles diarios)



Fuente: Pdvsa, reporte 20F presentado ante la Comisión de Valores de Estados Unidos.

## Pdvsa publica cifras de 2004

En junio de 2006, el ingeniero Rafael Ramírez Carreño (ministro de Energía y Petróleo y presidente de Pdvsa) presentó un resumen de los resultados financieros auditados de la compañía –correspondientes al ejercicio fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2004– en la Asamblea anual de accionistas del año 2005.

De acuerdo con las notas de los estados financieros consolidados auditados por la firma Alcaraz Cabrera Vásquez (KPMG) –auditores independientes–, la producción de petróleo crudo de la nación alcanzó el 31 de diciembre de 2004 un total de 3,1 millones de barriles diarios, lo que representa un crecimiento de doce por ciento con respecto a los 2,8 millones de barriles diarios producidos al 31 de diciembre de 2003.

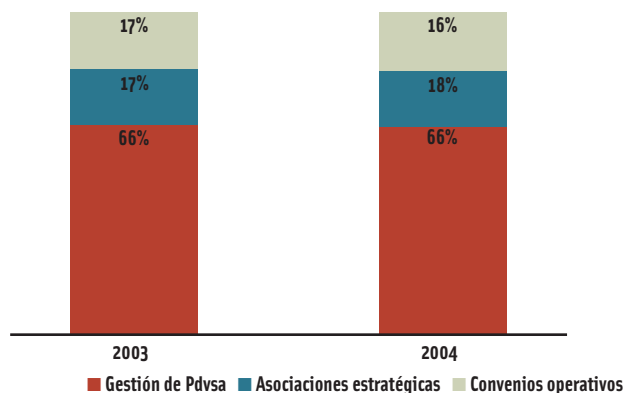
**PRODUCCIÓN DE PDVSA, 2003-2004**

(petróleo crudo en miles de barriles diarios)

	2003	2004	Variación (%)
Gestión propia de la producción (*)	1.864	2.067	11
Convenios operativos	465	518	11
Asociaciones estratégicas	488	563	15
<b>Producción total</b>	<b>2.817</b>	<b>3.148</b>	<b>12</b>

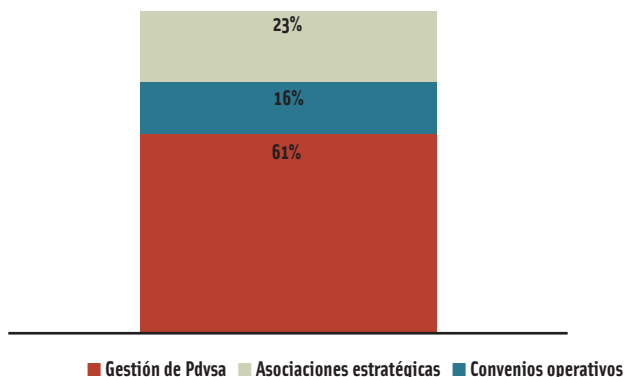
Fuente: Pdvsa, notas de los estados financieros consolidados auditados (2004). (\*) Incluye petróleo crudo condensado de planta por seis mil barriles diarios en 2004 y cinco mil en 2003.

Pdvsa aportó, mediante su gestión, 66 por ciento de los 3,1 millones de barriles diarios producidos en 2004, mientras que los convenios operativos y las asociaciones estratégicas aportaron el 16 y el 18 por ciento restantes.

**PRODUCCIÓN DE VENEZUELA POR TIPO DE CONTRATO, 2003-2004**

Fuente: Pdvsa, notas de los estados financieros consolidados auditados (2004).

De acuerdo con la información presentada por Pdvsa, el crecimiento presentado en la producción petrolera durante el ejercicio 2004 se debió al aumento de la producción en las tres modalidades de campos que existen en el país, aunque el esfuerzo propio de Pdvsa fue el que más aportó a ese crecimiento. Los campos bajo la gestión de la compañía estatal aumentaron su producción en aproximadamente 200 mil barriles diarios, los convenios operativos en 50 mil y las asociaciones estratégicas en 75 mil.

**AUMENTO DE PRODUCCIÓN POR TIPO DE CONTRATO, 2004**

Fuente: Pdvsa, notas de los estados financieros consolidados auditados (2004).

Según los estados de resultados, las ventas presentaron un crecimiento de 17.500 millones de dólares entre el año 2003 y 2004; crecimiento que se produce tanto por el aumento de la producción como por el incremento de los precios de los crudos y productos comercializados por Pdvsa. Por su parte, las compras de crudo y producto crecieron 21 por ciento y los gastos 39 por ciento. Todo lo anterior produjo que la razón financiera (utilidad antes de impuesto sobre ventas) pasara de 9,96 por ciento para 2003 a 15,76 por ciento para 2004.

**PDVSA: ESTADOS DE RESULTADOS AUDITADOS, 2003-2004**

(millones de dólares)

	2003	2004	Variación (%)
Ventas	46.210	63.716	38
Participación patrimonial en resultados netos de compañías afiliadas	379	1.041	175
Compras de petróleo crudo y productos	21.016	25.448	21
Gastos	20.972	29.247	39
Impuestos sobre la renta	1.318	5.056	284
Intereses minoritarios	6	11	83
<b>Ganancia neta</b>	<b>3.277</b>	<b>4.995</b>	<b>52</b>
<b>Utilidad antes de impuesto sobre ventas</b>	<b>9,96%</b>	<b>15,76%</b>	
<b>Utilidad después de impuesto sobre ventas</b>	<b>7%</b>	<b>8%</b>	

Fuente: Pdvsa, notas de los estados financieros consolidados auditados (2004).

Otro dato de interés relacionado con los estados de resultados es la importancia que ha venido ganando el gasto de desarrollo social sobre el total del gasto operativo de Pdvsa. En tal sentido, durante el año 2004 ese gasto alcanzó 1.200 millones de dólares –casi cuatro veces el monto presentado para la misma categoría durante 2003–, lo que representó aproximadamente ocho por ciento del total de gastos operativos.

**PDVSA: GASTOS DE DESARROLLO SOCIAL, 2003-2004**

(millones de dólares)

Principales categorías de gastos	2003	2004	Variación (%)
Gastos de operación	9.373	13.432	43
Gastos de desarrollo social	249	1.242	399
Gastos de venta, administración y generales	898	1.195	33
Gastos de financiamiento	684	456	-33
Gastos de exploración	27	60	122
<b>Gasto desarrollo social sobre gastos operativos</b>	<b>2%</b>	<b>8%</b>	

Fuente: Pdvsa, notas de los estados financieros consolidados auditados (2004).

Con respecto a la capacidad de refinación de Pdvsa, la empresa informó que contó, en 2004, con una escala de procesamiento de 2,56 millones de barriles diarios, de los cuales 1,2 millones correspondieron al parque refinador venezolano y 1,35 millones al parque refinador internacional.

Para finalizar esta sección se presenta un resumen del balance general de Pdvsa correspondiente al ejercicio 2004. En este informe destaca la cifra de desembolsos por inversiones asociadas con los proyectos de los sectores de petróleo y gas, que alcanzaron 2.991 millones de dólares.

**PDVSA: RESUMEN DEL BALANCE GENERAL AUDITADO, 2003-2004**

(millones de dólares)

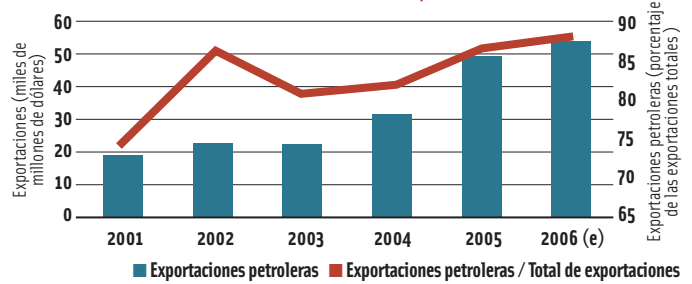
	31-dic-03	31-dic-04	Variación (%)
<b>Activo</b>			
Activo circulante	11.576	11.748	1
Activo fijo	44.359	48.534	9
<b>Total activo</b>	<b>55.935</b>	<b>60.282</b>	<b>8</b>
<b>Cuentas de orden</b>	<b>9.340</b>	<b>9.639</b>	<b>3</b>
<b>Pasivo y patrimonio</b>			
Pasivo circulante	7.295	12.081	66
Pasivo largo plazo	10.545	7.205	-32
Total pasivo	17.840	19.286	8
Intereses minoritarios	93	67	-28
Patrimonio	38.002	40.929	8
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>55.935</b>	<b>60.282</b>	<b>8</b>
<b>Cuentas de orden per-contra</b>	<b>9.340</b>	<b>9.639</b>	<b>3</b>

Fuente: Pdvsa, notas de los estados financieros consolidados auditados (2004).

**Las políticas fiscales y el sector petrolero venezolano**

Aunque el número de barriles exportados disminuyó en el período 2001-2004, el aumento de los precios del petróleo contribuyó a incrementar los ingresos. Las exportaciones petroleras representan 85 por ciento de las exportaciones totales de Venezuela, y algunos expertos calculan que para el año 2006 esta proporción aumentará a cerca del noventa por ciento, lo que reportará un ingreso de más de cincuenta mil millones de dólares.

**EXPORTACIONES PETROLERAS, 2001-2006**

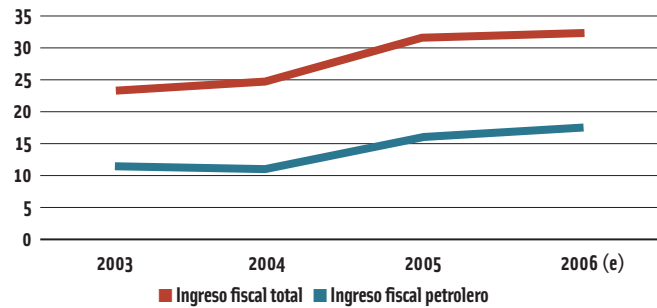


Fuente: BBVA y Banco Mercantil.

Estas exportaciones han impactado positivamente el ingreso fiscal. El porcentaje del PIB correspondiente al ingreso fiscal petrolero se halla entre once y 17 por ciento en el período 2003-2006.

**INGRESO FISCAL E INGRESO FISCAL PETROLERO, 2003-2006**

(porcentajes del PIB)

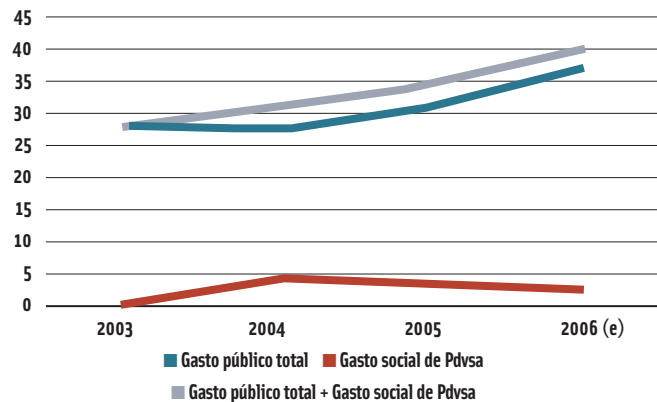


Fuente: BBVA y Banco Mercantil.

El gasto cuasi-fiscal ejecutado por Pdvsa en 2003 y 2004 ha representado entre 3 y 3,5 por ciento del PIB. El gasto público total se ha incrementado sustancialmente.

**GASTO PÚBLICO, 2003-2006**

(porcentajes del PIB)



Fuente: BBVA y Banco Mercantil.

**Las empresas mixtas petroleras**

Una empresa mixta es la figura prevista en la Ley orgánica de hidrocarburos (LOH) de 2001 para la participación privada en la explotación de petróleo. En abril de 2005 el ministro de Energía y Petróleo anunció que los convenios operativos debían migrar hacia empresas mixtas; y el 5 de mayo de 2006 se publicaron en Gaceta Oficial los 21 contratos de constitución de las empresas mixtas, luego de un proceso de negociación que

se formalizó con la firma de los contratos de transición, antes de la fecha límite, el 31 de diciembre de 2005<sup>2</sup>.

Los 32 convenios operativos corresponden a los contratos de servicios de remuneración variable<sup>3</sup> firmados durante la «apertura petrolera» entre Pdvs y 22 empresas privadas. Estos convenios, enmarcados en las tres rondas ofrecidas por la estatal petrolera, atrajeron el interés del capital privado para invertir y trasladar tecnología para el desarrollo de 32 campos petroleros. Después de aproximadamente una década de operaciones, y luego de un incremento sustancial del precio internacional del petróleo, el Ministerio de Energía y Petróleo decidió que esos convenios debían transformarse en las empresas mixtas previstas en la LOH de 2001.

Las principales razones enunciadas por el Ministerio para la migración fueron: (1) los convenios operativos implicaban pérdidas para Pdvs, por causa de la alta remuneración establecida contractualmente; (2) los contratos de estos convenios estaban al margen de la legalidad, pues en el momento de su constitución no contaron con la aprobación del Poder Legislativo; y (3) la necesidad de adecuar los convenios operativos a la LOH.

De los 32 campos asignados a los convenios operativos, 25 serán explotados por las empresas mixtas y siete han vuelto a manos de Pdvs. De estos siete, cinco (B2X 68/79, Guárico Occidental, Maulpa, Quimare-La Ceiba y Sanvi Güere) fueron devueltos luego de firmados los acuerdos transitorios en diciembre de 2005 y dos (Jusepín y Dación) fueron entregados por Total y Eni, empresas que no firmaron los acuerdos.

Las empresas mixtas cuentan con capital compartido (*joint ventures*) entre la Corporación Venezolana del Petróleo, S. A. (CVP) y empresas privadas, tanto nacionales como extranjeras. El principal objetivo del contrato de conversión a empresas mixtas es asegurar que el Estado, o una entidad de su propiedad, tenga el control de estas empresas mediante la participación mayoritaria en su capital. Las empresas mixtas están reglamentadas por el Acuerdo de la Asamblea Nacional y el proyecto de acta constitutiva y estatutos sociales de la sociedad<sup>4</sup>. Asimismo, estarán normadas por el Código de comercio y la LOH.

El objetivo de esta sección es resumir los principales términos y condiciones a los que se enfrentan las empresas mixtas. La información se ha estructurado en cuatro partes: la primera se refiere a los tributos que deben ser pagados por este tipo de empresas; la segunda resume los aspectos más relevantes del contrato modelo para la conversión de convenios operativos a empresas mixtas; la tercera señala algunos elementos del proyecto de Acta constitutiva y estatutos sociales de las empresas mixtas; y la cuarta abarca lo relacionado con los acuerdos de constitución de las empresas mixtas.

### ¿Qué tributos pagarán las empresas mixtas?

Para responder esta pregunta es necesario considerar los elementos establecidos en la legislación: (1) la Ley de impuesto sobre la renta (LISLR<sup>5</sup>), (2) el régimen de regalías e impuestos establecidos en el capítulo VI de la LOH y (3) las ventajas especiales previstas en el Acuerdo de la Asamblea Nacional.

Según la LISLR, la tarifa aplicable a las actividades relacionadas con la explotación petrolera es de cincuenta por ciento de los ingresos netos (LISLR,

2 Gaceta Oficial No. 38.430, del 5 de mayo de 2006.

3 Contratos en los que el Estado mantiene la propiedad del crudo pero contrata los servicios de producción a empresas privadas, remunerándolas con un honorario cambiante que depende de variable de mercado (ejemplo: precio de venta).

4 Gaceta Oficial No. 38.410, del 31 de marzo de 2006.

5 Gaceta Oficial Extraordinaria No. 5.556, del 28 de diciembre de 2001.

artículo 54). Por otro lado, la LOH establece una regalía del treinta por ciento de los ingresos brutos. En caso de que se demuestre que un yacimiento maduro de petróleo extrapesado o de mezcla de bitúmenes de la Faja del Orinoco no es económicamente explotable con esa regalía, podrá rebajarse hasta un veinte por ciento en los dos primeros casos y hasta un 16 por ciento en el tercer caso. El Ejecutivo Nacional está facultado para restituir la regalía—total o parcialmente— hasta alcanzar nuevamente el treinta por ciento, cuando se demuestre que la rentabilidad de los proyectos puede mantenerse en esas condiciones (LOH, artículo 44). El proyecto de Reglamento de la LOH establece que una vez otorgado el beneficio, sólo podrá ser modificado después de siete años de vigencia.

Asimismo, la LOH establece que las empresas mixtas deben pagar los impuestos superficiales por la parte de la extensión superficial que no estuviere en explotación, que equivalen a cien unidades tributarias por kilómetro cuadrado. Este impuesto se incrementará dos por ciento durante los primeros cinco años y cinco por ciento en los años subsiguientes. Por otro lado, estas empresas deberán pagar impuestos por el consumo de productos derivados producidos y consumidos en las operaciones propias, equivalente a diez por ciento del valor de cada metro cúbico de los hidrocarburos producidos y consumidos, calculado sobre el precio de venta al consumidor. Cuando la venta se realice en el exterior, el Ministerio de Energía y Petróleo fijará el precio aplicable (LOH, artículo 48).

Las empresas mixtas deberán pagar una regalía adicional de 3,33 por ciento: 2,22 por ciento destinado a los municipios donde se encuentre el área asignada y 1,11 por ciento para financiar proyectos de desarrollo endógeno en la región donde operen. A su vez, deberán elaborar e implementar un plan de inversión social, sujeto a aprobación del Ejecutivo Nacional, en el cual deben emplear uno por ciento de las utilidades antes de impuesto del ejercicio calendario anterior. Durante el primer año de vigencia de la norma, ese monto deberá calcularse con base en las utilidades previstas por la empresa mixta.

Cuando la empresa mixta tenga una carga tributaria menor al cincuenta por ciento de sus ingresos brutos, deberá entregar al Ministerio de Energía y Petróleo un monto equivalente a la diferencia entre este tope y su carga tributaria. En este sentido, las empresas mixtas deberán entregar un informe escrito, antes de cada fecha de pago (20 de abril), en el que se detalle la determinación del impuesto.

## TRIBUTOS DE LAS EMPRESAS MIXTAS

Carga tributaria mayor o igual a 50 por ciento de los ingresos brutos (IB)
<b>1. Regalías</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• 30 por ciento de IB. Extrapesado (disminución hasta 20 por ciento, petróleo; y 16 2/3 por ciento, bitúmenes. Decisión del Ejecutivo).</li> <li>• 3,3 por ciento de IB (ventaja especial empresas mixtas).</li> </ul>
<b>2. Plan de inversión social: 1 por ciento ingresos antes de impuestos</b>
<b>3. LISLR: 50 por ciento de ingresos netos</b>
4. Impuestos superficiales: 100 UT por km <sup>2</sup>
5. Impuesto al consumo propio: 10% precio de venta por m <sup>3</sup> de hidrocarburo utilizado en la producción.
6. Ventaja especial: 50% IB - (1)-(2)-(3)-(4)-(5). Sólo aplica cuando la suma de regalías, impuestos y gastos de inversión social obligatoria son menores al 50% de los IB.

Fuente: LOH, LISLR y Acuerdo con las empresas mixtas.

### Modelo de contrato para la conversión a empresa mixta

El principal objetivo del contrato de conversión a empresa mixta, como ya se planteó, es asegurar que el Estado —o una entidad de su propiedad— tenga el control de la empresa mixta mediante la participación mayoritaria en el capital. De acuerdo con lo anterior, se deberán firmar contratos entre la Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. y las empresas privadas. Las empresas mixtas tendrán la forma de sociedad anónima, y estarán reglamentadas por el Acuerdo de la Asamblea Nacional, el Código de comercio y de conformidad con el proyecto de Acta Constitutiva y Estatutos Sociales de la sociedad. El cuadro 9 resume las principales condiciones contractuales de la constitución de este tipo de empresas.

El objetivo principal de las empresas mixtas será el desarrollo de actividades primarias<sup>6</sup>, en el cumplimiento de los términos y condiciones del Acuerdo de la Asamblea Nacional, el Decreto de Creación, el de Transferencia, la LOH y su propio reglamento. A su vez, las empresas mixtas deberán seguir en su actividad diaria el plan de negocios y las políticas y procedimientos establecidos a priori.

Los contratos se mantendrán vigentes hasta la fecha en que ocurra el primero de los siguientes eventos: (1) CVP o cualquiera otra entidad propiedad del Estado adquiera la totalidad de las acciones de la empresa mix-

6 Actividades relativas a la exploración, extracción, recolección, transporte y almacenamiento inicial, de hidrocarburos (LOH, artículo 9).

ta; o (2) el derecho de ejercer actividades primarias otorgado termine, ya sea porque se produzca el final del plazo máximo previsto en el Acuerdo de la Asamblea Nacional (veinte años) o antes, por su revocación, mediante los términos y las condiciones establecidos en el Acuerdo y la LOH.

Una vez expuestos los términos más relevantes relacionados con la constitución de las empresas mixtas, a continuación se presentan los aspectos más relevantes relacionados con la operación, la tecnología, el personal y la venta de hidrocarburos:

- ⊙ Operación: la empresa mixta será la operadora del área delimitada<sup>7</sup>, para lo que podrá celebrar contratos con terceros para la obtención de los servicios que estime necesarios.
- ⊙ Tecnología: deberá ser puesta a disposición por parte de la empresa que con anterioridad operaba el área asignada al convenio operativo. La empresa que está entregando la tecnología, «no cobrará a la empresa mixta derechos, regalías o cargos por licencias y otros derechos de uso de tecnologías de su propiedad o de propiedad de sus empresas afiliadas, salvo por los gastos necesarios para poner dichas tecnologías a disposición de la empresa mixta»<sup>8</sup>.

7 Área geográfica delimitada por el Ejecutivo Nacional donde las empresas operadoras (dedicadas a las actividades primarias) realizan sus actividades (LOH, artículos 22 y 23).

8 Tomado del modelo de contrato para la conversión a empresa mixta.

### CONSTITUCIÓN DE LAS EMPRESAS MIXTAS

<b>Objeto</b>	Actividades primarias; adicionalmente podrá prestar servicios a precios de mercado a otras empresas.
<b>Capital inicial y participación accionaria</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>⊙ Capital inicial de mil millones de bolívares, dividido en cien mil acciones comunes clasificadas en clase A y clase B.</li> <li>⊙ Corporación Venezolana del Petróleo (CVP): acciones clase A, con una participación accionaria mayor al 50%.</li> <li>⊙ Empresa privada: acciones clase B.</li> <li>⊙ Las acciones clase A tendrán preferencia para adquirir las acciones clase B y nombrarán a tres de los cinco miembros de la junta directiva (incluyendo al presidente).</li> </ul>
<b>Activos y derechos</b>	La empresa operadora del convenio deberá traspasar a la empresa mixta la totalidad de sus activos y deberá tratar de traspasar los derechos y deberes contractuales relacionados con sus actividades. Las partes deberán acordar el precio de los activos no monetarios.
<b>Otros aportes</b>	La asamblea de accionistas de la empresa mixta podrá solicitar periódicamente, de acuerdo con el plan de negocios, aportes adicionales. Estos deberán ser ejecutados de acuerdo con la participación accionaria de las partes. La empresa mixta podrá solicitar, previa aprobación de la asamblea de accionistas, financiamiento para su capital de trabajo.
<b>Incumplimiento de aportes</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>⊙ En caso de que una de las partes incumpla en sus aportes y/o préstamo, la otra parte podrá efectuar dicho aporte. El deudor deberá pagar en 120 días el capital más los intereses (Libor más diez por ciento).</li> <li>⊙ Mientras la parte deudora no cumpla, sus dividendos serán pagados a la acreedora.</li> <li>⊙ En el caso de que CVP sea la acreedora, podrá escoger entre recibir el pago de acuerdo con lo anterior o en acciones clase B de la otra empresa. El valor de la acción será el promedio de dos expertos que representen, cada uno, a una de las partes.</li> </ul>
<b>Plan de negocios</b>	La empresa mixta desarrollará sus operaciones de conformidad con su plan de negocios. Este podrá ser modificado mediante decisión de la asamblea de accionistas.
<b>Proyectos por cuenta propia</b>	La empresa estatal podrá proponer a la empresa privada la inversión en otros negocios. En caso de que la empresa privada no desee participar, la CVP podrá llevar a cabo la inversión por cuenta propia y la empresa mixta podrá participar como prestadora de servicios en este nuevo proyecto.
<b>Políticas y procedimientos de la empresa mixta</b>	La empresa mixta adoptará políticas y procedimientos que regirán sus operaciones, siguiendo los lineamientos establecidos por la CVP. Esas políticas no podrán alterar los derechos y las obligaciones de las partes conforme al contrato de conversión a empresa mixta o acta constitutiva y estatutos sociales de la empresa mixta.
<b>Cumplimiento con normas aplicables</b>	En la ejecución de sus operaciones, la empresa mixta deberá cumplir los términos y condiciones del Acuerdo de la Asamblea Nacional, del Decreto de Creación, del Decreto de Transferencia y de la LOH y su reglamento, así como de las demás leyes de la República. La empresa mixta será responsable de la elaboración y preparación de las declaraciones de impuestos, así como de la cancelación de tributos ante las autoridades correspondientes.

- ⊙ Personal: la designación de la totalidad de la gerencia de la empresa mixta deberá contar con la aprobación de la CVP. Un porcentaje de la gerencia, equivalente a su participación de en la empresa mixta, será nominado por la empresa privada. La empresa mixta asumirá la totalidad de los gastos referentes a los sueldos, salarios y honorarios profesionales del personal involucrado en sus actividades. Por su parte, la empresa privada deberá encargarse de la capacitación del personal transferido o asignado por ella a la empresa mixta. En este sentido, la empresa privada, durante los dos primeros años, deberá hacerse cargo de los gastos relacionados con esa capacitación, con un tope máximo aún no establecido. A su vez, la empresa privada estará obligada a capacitar a otros empleados de la empresa mixta por solicitud de la junta directiva; en este caso será la empresa mixta la que asuma los gastos relacionados.
- ⊙ Venta de los hidrocarburos explotados: se ejecutará en dólares y deberá ser realizada en su totalidad a una empresa de exclusiva propiedad del Estado (Pdvs), bajo los términos y condiciones establecidos en el Contrato de Compraventa de Hidrocarburos.

Toda la información geológica, geofísica y cualquier otra de carácter técnico relacionada con las actividades primarias, será propiedad de la República en el momento que ésta sea obtenida, y las empresas mixtas sólo la utilizarán para ejecutar sus funciones.

El contrato se rige e interpreta de conformidad con las leyes de la República, y cualquier disputa o controversia que pudiera surgir en relación con él y que no pueda ser resuelta amigablemente por las partes, será sometida exclusivamente a la decisión de los tribunales de la República.

#### Acta constitutiva y estatutos de la empresa mixta (ACES)

A continuación se presentan los puntos más relevantes del gobierno corporativo de las empresas mixtas, constituido por la asamblea de accionistas y la junta directiva, y dirigido por el presidente de esta última y por el tren gerencial, encabezado por el gerente general.

- ⊙ La empresa mixta tendrá por objeto la realización de actividades primarias dentro del área delimitada. Adicionalmente, podrá prestar servicios a terceros fuera de ese espacio. Sin embargo, los servicios prestados no podrán contemplar «...ni la ejecución de servicios petroleros a terceros fuera del área delimitada ni la transferencia de tecnología a terceros» (artículo 2).
- ⊙ El domicilio de la empresa mixta será en Caracas (artículo 3).
- ⊙ «El plazo de la compañía será el período establecido en el Acuerdo de la Asamblea y en el Decreto de Transferencia...» (artículo 4).
- ⊙ El capital social de la empresa mixta será de mil millones de bolívares, dividido en cien mil acciones comunes de dos clases: A y B. Sólo el Estado podrá ser propietario de acciones clase A. El capital social deberá ser cien por ciento suscrito y pagado (artículos 5 y 6).
- ⊙ «El número de acciones de la compañía que sea propiedad del Estado o de empresas, de propiedad exclusiva del Estado siempre deberá representar por lo menos un porcentaje accionario mayor al cincuenta por ciento (50 por ciento) del capital social» (artículo 6).
- ⊙ El accionista clase A tendrá un derecho de preferencia para adquirir la totalidad (mas no una parte) de las acciones clase B ofertadas por un accionista. En este sentido, este último tendrá que esperar que primero el accionista que posea acciones clase A, y luego aquel que tiene acciones clase B, no muestren interés en adquirir sus acciones, para poder venderlas. El accionista clase B interesado en vender tendrá que informar al resto de sus socios el precio,

cantidad y nombre del comprador, y esperar a su aprobación para llevar a cabo la transacción. Si llega a realizarse, el vendedor deberá demostrar ante sus socios los términos y condiciones de la transacción.

- ⊙ «Ningún propietario de la empresa mixta podrá gravar, dar en garantía, ceder o transferir (salvo en los casos de transferencia a una entidad que sea, directa o indirectamente, propiedad exclusiva de la casa matriz en última instancia del accionista que efectúe la transferencia) sus acciones sin la autorización previa y por escrito del Ministerio de Energía y Petróleo de la República» (artículo 12).
- ⊙ Asamblea de accionistas:
  - La asamblea de accionistas, debidamente constituida, representa la universalidad de los accionistas. Sus decisiones son obligatorias para la sociedad, incluso para los accionistas que no asistieron (artículo 14).
  - La asamblea de accionistas se considerará válidamente constituida cuando se encuentre representado más del cincuenta por ciento del capital social. Para la validez de sus decisiones, deberá contar con el voto favorable del cincuenta por ciento del capital social presente, salvo en aquellos casos en que las decisiones requieran una mayoría calificada. En este caso, se requerirá la aprobación de por lo menos las tres cuartas partes (artículo 16).

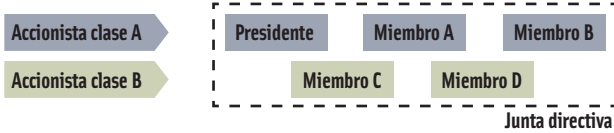
#### EMPRESAS MIXTAS: DECISIONES DE LA ASAMBLEA DE ACCIONISTAS

Mayoría calificada
<ul style="list-style-type: none"> <li>⊙ Aprobar modificaciones del ACES</li> <li>⊙ Aprobar variaciones del capital social que impliquen cambios de los porcentajes accionarios</li> <li>⊙ Aprobar liquidación o disolución anticipada de la empresa</li> <li>⊙ Decidir sobre la fusión, consolidación, combinación de negocios con otras compañías o escisión de la empresa</li> <li>⊙ Decidir acerca de la disposición de los activos de la empresa</li> <li>⊙ Decidir sobre operaciones de financiamiento que conjuntamente superen los diez millones de dólares</li> <li>⊙ Aprobar o modificar estados financieros auditados</li> <li>⊙ Seleccionar y contratar a los auditores externos</li> <li>⊙ Aprobar la creación y el financiamiento de cualquier fondo</li> <li>⊙ Ordenar la distribución de dividendos o el reintegro de capital o prima</li> <li>⊙ Acordar cambios en el plan de negocios</li> <li>⊙ Acordar cualquier decisión relacionada con el contrato de compraventa de hidrocarburos</li> <li>⊙ Aprobar cualquier contrato con accionistas o partes vinculadas a estos</li> <li>⊙ Acordar cualquier inversión social adicional a la prevista en el Acuerdo de la Asamblea Nacional</li> <li>⊙ Acordar cualquier renuncia de derechos substanciales que involucre un monto superior a un millón de dólares</li> <li>⊙ Designar al representante judicial o cualquier apoderado de la empresa</li> <li>⊙ Designar al liquidador de la empresa</li> </ul>
Mayoría simple
<ul style="list-style-type: none"> <li>⊙ Designar el comisario y su suplente</li> <li>⊙ Aprobar variaciones del capital social que no impliquen cambios de los porcentajes accionarios</li> <li>⊙ Aprobar programas de trabajo y presupuesto anual</li> <li>⊙ Designar y remover al secretario de la asamblea de accionistas</li> <li>⊙ Otros no sometidos a mayoría calificada</li> </ul>

Fuente: ACES, artículo 16.

- La junta directiva será la encargada de la dirección y administración de la empresa mixta. Estará compuesta por cinco miembros, y para la validez de sus decisiones se requerirá la presencia de, por lo menos, cuatro de ellos. Las decisiones serán aprobadas con tres votos, excepto en el caso de las relacionadas con los aspectos que necesiten la aprobación de una mayoría calificada en la asamblea de accionistas. En este caso se requerirá la aprobación de cuatro de sus miembros (artículo 25).

**EMPRESAS MIXTAS: ¿QUIÉN NOMBRA A LA JUNTA DIRECTIVA?**



Nota: los accionistas eligen miembros titulares y suplentes.  
Fuente: ACES, artículo 19.

- La gerencia: el gerente general será nombrado y removido por la junta directiva, y se encargará de la administración diaria del negocio (artículo 26). Además del gerente general, la gerencia de la empresa mixta estará compuesta por diez gerentes y podrá ser revisada periódicamente por los accionistas. Entre los gerentes antes mencionados, los accionistas clase A nominarán al gerente general y al gerente de prevención y control de pérdidas. Por su parte, los accionistas clase B nominarán al gerente técnico y de operaciones.
- Los dividendos serán distribuidos a prorrata entre el número de acciones, independientemente de su clase. La política de dividendos,

consistirá en pagar anualmente, en efectivo (dólares), la suma máxima disponible, una vez considerados la reserva legal y cualquier otra obligación de la empresa mixta (artículo 31).

- En caso de liquidación, la asamblea de accionistas deberá designar a un liquidador encargado de asistirla. Todos los activos tangibles e intangibles no monetarios de la empresa mixta deberán ser transferidos al propietario de las acciones clase A. En caso de haber dinero excedentario, luego de incurrir en todos los gastos del proceso, será distribuido de acuerdo con la participación accionaria (artículo 33).
- «Cualquier accionista tendrá derecho a que un auditor independiente verifique los registros contables y financieros de la compañía, a efectos de lo cual deberá dar aviso por escrito a la compañía con por lo menos treinta (30) días de anticipación. (...) El costo de tales auditorías será asumido por el accionista que las requiera» (artículo 34).
- Para finalizar, dentro de las disposiciones finales del ACES se establece que «(...) la compañía se registrará por las normas de Derecho Privado, incluyendo, entre otras, las disposiciones del Código de Comercio que resulten aplicables» (artículo 36).

**De 32 convenios operativos a 21 empresas mixtas y siete campos de Pdvs**

El 5 de mayo de 2006 la Asamblea Nacional emitió 21 acuerdos (publicados en la Gaceta Oficial No. 38.430) que aprobaban la constitución de las empresas mixtas encargadas de desarrollar las actividades primarias en 25 de los campos anteriormente asignados a los convenios operativos. Los siete campos restantes están nuevamente en manos de Pdvs.

**MIGRACIÓN DE CONVENIOS OPERATIVOS A EMPRESAS MIXTAS**

Convenio operativo	Ubicación	Empresa mixta	Socios	Participación (%)
<b>Convenios operativos migrados a empresa mixta (campo por campo)</b>				
Kaki	Anzoátegui	Petrolera Kaki	CVP Inemaka Exploración & Production Company Ltd. Inversiones Polar, S.A.	60,00 22,67 17,33
Mata	Anzoátegui	Petrolera Mata	CVP Petrobras Energía Venezuela, S.A. Inversora Mata, S.A.	60,00 29,20 10,80
Acema	Anzoátegui Monagas	Petroven-Bras	CVP Petrobras Energía Venezuela, S.A. Coroil, S.A.	60,00 29,20 10,80
Oritupano-Leona	Anzoátegui Monagas	Petroritupano	CVP Petrobras Energía Venezuela, S.A. APC Venezuela, S.R.L. Corod Producción, S.A.	60,00 18,00 18,00 4,00
Guárico Oriental	Guárico	Petroguárico	CVP Teikoku Oil and Gas, C.A.	70,00 30,00
Boquerón	Monagas	Boquerón	CVP BP Venezuela Holdings Limited PEI Venezuela GmbH	60,00 26,66 13,34
Casma-Anaco	Monagas	Petrocuragua	CVP Operaciones de Producción Nacionales, OPEN, S.A. Cartera de Inversiones Petroleras (CIP), C.A.	60,00 12,00 28,00
Monagas Sur	Monagas	Petrorinoco	CVP Harvest Vinccler, C.A.	60,00 40,00
Onado	Monagas	Petronado	CVP Compañía General de Combustibles, S.A. Banco Popular del Ecuador, S.A. Korea National Oil Corporation	60,00 26,00 8,36 5,64



Convenio operativo	Ubicación	Empresa mixta	Socios	Participación (%)
DZO	Segunda	Petroperijá	CVP BP Venezuela Holdings Limited	60,00 40,00
Urdaneta	Segunda	Petroregional del Lago	CVP Shell Exploration and Production Investments, B.V.	60,00 40,00
B2X.70/80	Zulia	Lagopetrol	CVP Hocol Venezuela, B.V. Ehcopek Petróleo, S.A. Cartera de Inv. Petroleras II, C.A.	80,00 17,00 2,00 1,00
Boscán	Zulia	Petroboscan	CVP Chevron Global Technology Services Company Ineboscan Inc., SCS	60,00 39,20 0,80
Cabimas	Zulia	Petrocabimas	CVP Suelopetrol Exploration & Production, C.A.	60,00 40,00
Colón	Zulia	Baripetrol	CVP Tecpetrol Lundin Perenco	60,00 17,50 5,00 17,50
La Concepción	Zulia	Petrowayu	CVP Petrobras Energía Venezuela, S.A. Williams International Oil & Gas (Venezuela), Ltd.	60,00 36,00 4,00
LL-652	Zulia	Petroindependiente	CVP Chevron Global Technology Services Company	74,80 25,20
<b>Convenios operativos migrados a empresas mixtas (campos fusionados)</b>				
Caracoles	Anzoátegui	Petrocaracol	CVP CNPC Venezuela, B.V.	75,00 25,00
Intercampo Norte	Zulia			
Pedernales	Delta Amacuro	Petrowarao	CVP Peremco Venezuela Petróleo y Gas ETVE, S.L.	60,00 40,00
Ambrosio	Zulia			
Falcón Este	Falcón	Petromiranda	CVP Vinccler Oil and Gas, C.A.	60,00 40,00
Falcón Oeste	Falcón			
Quiriquire	Monagas	Petroquiriquire	CVP Repsol YPF Venezuela, S.A.	60,00 40,00
Mene Grande	Zulia			
<b>Convenios operativos devueltos a Pdvsa</b>				
Quiamare-La Ceiba	Anzoátegui	nd	nd	nd
Maulpa	Anzoátegui	nd	nd	nd
Guarico Occidental	Guárico	nd	nd	nd
Sanvi Guere	Guárico	nd	nd	nd
B2X.68/79	Zulia	nd	nd	nd
<b>Convenios operativos manejados por Pdvsa (acuerdo de transición no firmado)</b>				
Dación	Monagas	nd	nd	nd
Jusepín	Monagas	nd	nd	nd

nd: no disponible.

Fuente: Gaceta Oficial No. 38.430 y *El Universal*: «Empresas mixtas operarán todos los campos». 4 de mayo de 2006.

## EL MERCADO DEL GAS

### Exploración y explotación de gas no asociado y gas natural licuado (GNL)

- ⊙ Siete licencias de gas: Yucal Placer Norte y Sur, Barrancas, San Carlos, Tinaco, Tiznado y Barbacoas.
- ⊙ Tres proyectos de exploración y producción costa afuera: Proyecto Rafael Urdaneta (cuatro licencias), Plataforma Deltana (tres licencias) y Proyecto Mariscal Sucre.
- ⊙ Proyecto de Desarrollo de Gas de Anaco.

### Marco legal

- ⊙ Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (1999): los yacimientos mineros y de hidrocarburos, cualquiera que sea su naturaleza, existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental, pertenecen a la República, son bienes del dominio público y, por tanto, inalienables e imprescriptibles. Las costas marinas son bienes del dominio público. Adicionalmente, el transporte y distribución de gas son considerados servicios públicos.
- ⊙ Ley orgánica de hidrocarburos gaseosos (LOHG) (1999): el Ministerio de Energía y Minas (actualmente Ministerio de Energía y Petróleo, Menpet) será el órgano del Ejecutivo Nacional con competencia en todo el territorio en materia de los hidrocarburos a los cuales se refiere la LOHG. Adicionalmente, el Ente Nacional del Gas (Enagas) está encargado de asesorar en la regulación de las actividades de transporte y distribución de gas. Permite la ejecución de las actividades con hidrocarburos gaseosos directamente por el Estado o mediante organismos de su propiedad, o por personas privadas nacionales o extranjeras con o sin la participación del Estado. Para llevar a cabo esas actividades, los interesados estarán sujetos a obtener la permisología adecuada con la aprobación del Menpet: (a) licencia (exploración y explotación de gas natural libre) y (b) permiso (actividades de recolección, procesamiento, industrialización, transporte, distribución y comercialización del gas).
- ⊙ Reglamento de la Ley orgánica de hidrocarburos gaseosos (2001): reglamenta la legislación previamente descrita.

### Instituciones

- ⊙ Ministerio de Energía y Petróleo (Menpet): organismo encargado de la regulación, la formulación y el seguimiento de políticas, y de la planificación, realización y fiscalización de las actividades del Ejecutivo Nacional en materia de hidrocarburos y energía en general.
- ⊙ Pdvsa: corporación estatal que se encarga de la exploración, la producción, el procesamiento, el transporte y el mercadeo de hidrocarburos.
- ⊙ Pdvsa Gas: empresa estatal encargada de la comercialización del gas a escala nacional.
- ⊙ Enagas: organismo adscrito al Menpet que promueve el desarrollo y la competencia en todas las fases de la industria de los hidrocarburos gaseosos y regula las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas.
- ⊙ Otras empresas: Chevron, ConocoPhillips, Mitsubishi, Petrobras, Pluspetrol, Repsol, Shell, Statoil, Total y empresas de capital privado nacional.

### Impuestos y regalías

- ⊙ ISLR: 34 por ciento.
- ⊙ Regalías: veinte por ciento.

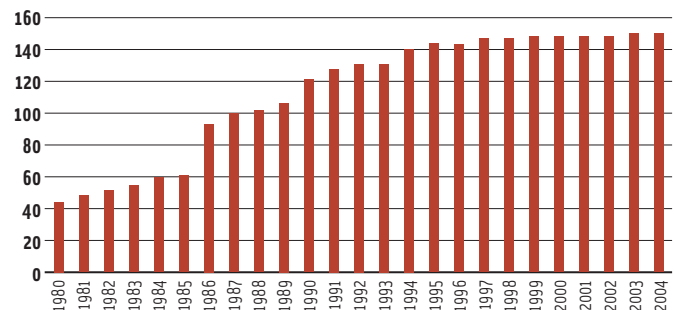
### Datos del sector

- ⊙ Reservas de gas: 150 billones de pies cúbicos (noventa por ciento gas asociado).
- ⊙ Producción (2004): 2.700 millones de pies cúbicos por día.
- ⊙ Consumo (2004): 2.700 millones de pies cúbicos por día.

## Reservas

Venezuela tiene reservas de gas calculadas en aproximadamente 150 billones de pies cúbicos, que representan 2,4 por ciento de las reservas mundiales y son las segundas más grandes de América, después de Estados Unidos. La zona oriental concentra 71 por ciento de las reservas, la occidental 24 por ciento y el cinco por ciento restante se ubica entre el norte de Paria, la Plataforma Deltana y la región del sur del país. Del total de reservas existentes en Venezuela, aproximadamente noventa por ciento equivale a reservas de gas asociado.

**RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL, 1980-2004**  
(billones de pies cúbicos)



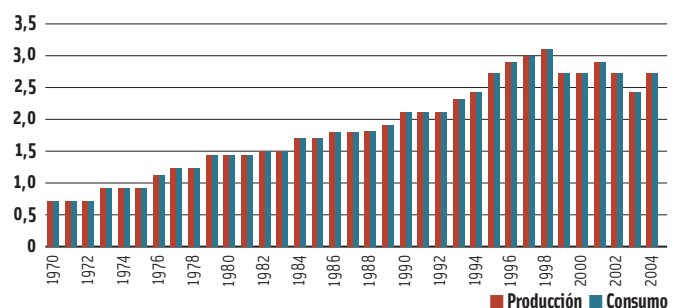
Fuente: BP Statistical Review of World Energy (junio 2005).

Las reservas de gas de Venezuela crecieron significativamente entre 1980 y 2004, principalmente en los años ochenta, cuando las reservas se incrementaron 169 por ciento, de 45 billones a 121 billones de pies cúbicos. En los años noventa las reservas aumentaron veinte por ciento (de 121 billones a 147 billones de pies cúbicos), mientras que entre 2000 y 2004 se mantuvieron prácticamente invariables.

## Producción

En 2004 se producían 2.700 millones de pies cúbicos de gas por día, consumidos en su totalidad en el mercado interno. De acuerdo con Enagas, aproximadamente setenta por ciento del consumo se destinaba a la producción petrolera.

**PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS NATURAL, 1970-2004**  
(miles de millones de pies cúbicos por día)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy (junio 2005).

## Proyectos

Se calcula que la inversión en proyectos de gas es de 9.800 millones de dólares, destinados a los siguientes segmentos de la cadena de valor: exploración y producción, 7.700 millones; procesamiento, 1.350 millones; transporte, 700 millones; y distribución, 12 millones.

Aproximadamente ochenta por ciento de la inversión prevista se destina a exploración y producción. De esta cifra, ochenta por ciento (6.200 millones de dólares) corresponde a capital privado y el veinte por ciento restante a Pdvsa (1.500 millones de dólares).

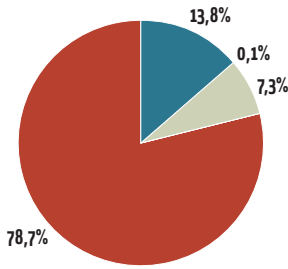
### PRINCIPALES PROYECTOS GASÍFEROS EN VENEZUELA

NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN	INVERSIÓN	FINANCIAMIENTO
<b>EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE GAS NO ASOCIADO Y GAS NATURAL LICUADO (GNL)</b>				
Desarrollo Gas Anaco	Exploración y explotación de reservas (22 billones de pies cúbicos) de gas no asociado y yacimientos con alta relación gas-petróleo.	Anzoátegui, Monagas	\$ 1.501 millones (2004-2009)	Pdvsa
Proyecto Rafael Urdaneta	Licencia de gas costa afuera.	Golfo de Venezuela y noreste de Falcón	nd	Bloque Castilletes NE II (Vincler Oil & Gas, C.A.) Bloque Moruy II (Petrobras, Teikoku Oil) Cardón III (Chevron) Cardón IV (Eni, Repsol YPF)
Plataforma Deltana	Exploración y explotación de gas no asociado costa afuera. Reservas: entre seis y diez billones de pies cúbicos. Producción de gas de mil millones de pies cúbicos diarios dirigida a satisfacer la demanda interna y externa. Incluye la infraestructura de transporte hasta el Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho.	Sureste de Trinidad y noreste del Delta Amacuro	\$ 4.328 millones (2001-2009)	Bloque 1 (sin asignar) Bloque 2 (Chevron-60%, ConocoPhillips-40%) Bloque 3 (Chevron-100%) Bloque 4 (Statoil-51%, Total-49%) Bloque 5 (Sin asignar)
Mariscal Sucre	Explotación de reservas de gas no asociado costa afuera y construcción de una planta de GNL. Reservas probadas: 3,4 billones de pies cúbicos. Producción de gas: 1.050 millones de pies cúbicos diarios y su procesamiento.	Norte de la Península de Paria, Sucre	\$ 2.500 millones	Pdvsa-60%, Shell-30%, Mitsubishi-8%, capital privado Nacional-2%
Yucal Placer Norte y Sur	Exploración y explotación de gas no asociado en áreas de 946 kilómetros cuadrados (Norte) y 865 kilómetros cuadrados (Sur). El gas producido estará dirigido en su totalidad para satisfacer el mercado interno.	Guárico	\$ 603 millones	Consorcio Ypergas: Total-69,5%, Repsol YPF-15%, Inelectra-10,2%, Otepi-5%
Barrancas	Exploración y explotación de gas no asociado (405,2 millones de pies cúbicos). Dirigido para abastecer la planta eléctrica Termobarrancas y para gasificación del área Reservas de gas no asociado posibles: dos billones de pies cúbicos. También se dispondrá de unos cinco millones de pies cúbicos diarios para gasificación del área.	Portuguesa y Barinas	\$ 246 millones	Repsol-100%
Tinaco y San Carlos	Exploración y explotación de gas no asociado. Reservas posibles: 1,5 billones de pies cúbicos.	Cojedes, Portuguesa y Barinas	\$ 25 millones (2004-2005)	Petrobras-100%
Tiznado y Barbacoas	Exploración y explotación de gas no asociado. Reservas posibles: 1,5 billones de pies cúbicos.	Guárico, Aragua	\$ 8,1 millones (2004-2005)	Pluspetrol-100%
<b>PROCESAMIENTO</b>				
Procesamiento LGN (líquidos del gas natural) Jose 250	Expansión de plantas de extracción y fraccionamiento de gas natural.	Anzoátegui, Monagas	\$ 860 millones	Pdvsa
Complejo Criogénico de Occidente	Construcción de la infraestructura de procesamiento de LGN en el Occidente del país.	Zulia	\$ 495 millones	Pdvsa
<b>SISTEMAS DE TRANSPORTE DE GAS</b>				
Interconexión de Sistemas de Transporte de Gas Centro-Oriente y Occidente	Desarrollo de infraestructura (gasoducto 300 kilómetros) para interconectar los sistemas de transporte de gas Centro-Oriente con Occidente.	Centro, Oriente, Occidente	\$ 470 millones (aprobado: Bs. 173 mil millones)	Pdvsa Gas
Gasoducto Barbacoa	Diseño y construcción del sistema de transporte de gas hacia el eje Barbacoa-Cumaná-Margarita.	Anzoátegui, Sucre, Nueva Esparta	\$ 133 millones	Pdvsa Gas
Ampliación del Sistema de Transporte de Gas Anaco-Puerto Ordaz	Gasoductos adicionales del sistema Anaco-Puerto Ordaz.	Oriente	Bs. 65,3 mil millones	Pdvsa Gas
Ampliación del Sistema de Transporte de Gas Anaco-Jose	Infraestructura adicional (gasoductos, ramales y estaciones) del Sistema Anaco-Jose/Puerto La Cruz.	Anzoátegui	Bs. 77,1 mil millones	Pdvsa Gas
Terminal Tacoa	Construcción de la nueva Estación Terminal Tacoa, para el suministro de 240 millones de pies cúbicos diarios de gas metano a La Electricidad de Caracas.	Centro	Bs. 5,3 mil millones	Pdvsa Gas
Anaco Altagracia	Desarrollar la ingeniería básica y de detalle para la reposición de la totalidad del gasoducto de Anaco-Altagracia.	Centro, Oriente, Occidente	Bs. 4,3 mil millones	Pdvsa Gas
<b>DISTRIBUCIÓN</b>				
Misión Gasificación Venezuela	Satisfacer la demanda del servicio de gas metano.	Escala nacional	Bs. 9,5 mil millones	Pdvsa Gas
Miniplantas/Planta de GLP (Gas licuado de petróleo)	Construcción de un conjunto de miniplantas de GLP.	Escala nacional	Bs. 17 mil millones	Pdvsa Gas

Fuente: Enagas.

Pdvsa (Pdvsa y Pdvsa Gas) cuenta con la mayor inversión, seguida por Chevron y Total. Estas tres empresas concentran aproximadamente setenta por ciento de la inversión total del sector, pero sólo Pdvsa invierte en todos los segmentos de la cadena de valor, mientras que el resto de las empresas sólo participa en exploración y producción.

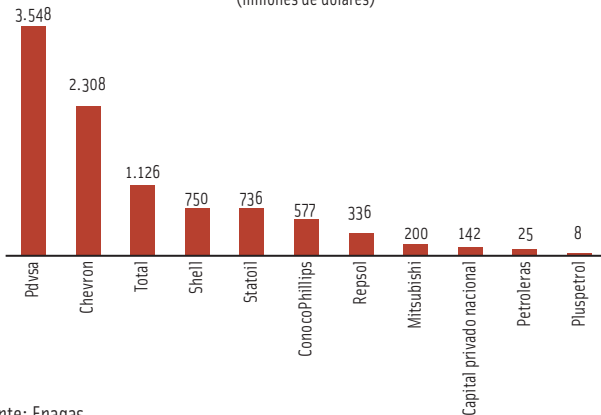
**INVERSIÓN EN PROYECTOS DE GAS**



■ Exploración y producción ■ Procesamiento ■ Transporte □ Distribución

**INVERSIÓN POR EMPRESA**

(millones de dólares)



Fuente: Enagas.

## Precios del gas

El gas producido es consumido totalmente en el mercado nacional, por lo que resulta importante considerar los precios del gas y las tarifas por servicio de transporte y distribución. De acuerdo con las normas del sector, el Estado tiene la potestad de establecer los precios y las tarifas, por intermedio del Ministerio de Energía y Petróleo (Menpet), con la colaboración del Ministerio de Producción y Comercio (MPC) y según las recomendaciones de Enagas. En este sentido, se estableció que los precios del gas debían aumentar paulatinamente hasta alcanzar los precios meta en el año 2007 (aproximadamente 35.681 Bs por metro cúbico). En febrero de 2006 el precio del gas en Venezuela equivalía a cinco por ciento del precio internacional.

### PRECIOS NACIONALES E INTERNACIONALES DEL GAS

(dólares por millón de BTU)

	NACIONALES 01/01/2006		INTERNACIONALES 23/02/2006	
	Anaco	Lago	Henry Hub	NYC Gate
Centro de despacho Anaco	0,32	0,43	7,25	7,92
<b>Promedio</b>	<b>0,38</b>		<b>7,59</b>	

BTU: *British Thermal Units*, unidad de medida de energía

Fuente: precios nacionales (Enagas), internacionales (Bloomberg).

## EL MERCADO ELÉCTRICO

### Generación, transmisión y distribución

#### ⊙ Generación

- Generadoras hidroeléctricas

Públicas: Edelca y Cadafe (y las filiales de Cadafe: Eleoriente, Eleoccidente, Elecentro, Cadela y Semda).

- Generadoras termoeléctricas

Públicas: Edelca, Cadafe, Enelbar, Enelco y Enelven.

Privadas: EDC, Elevel y Seneca (Turboven y Genevapca)<sup>9</sup>.

#### ⊙ Transmisión

- Públicas: Edelca, Cadafe, Enelco, Enelven y Enelbar.

- Privadas: EDC, Seneca y Elevel.

#### ⊙ Distribución

- Públicas: Cadafe, Enelbar, Enelco y Enelven.

- Privadas: EDC, Elevel, Elebol, Calife y Seneca.

### Marco legal

⊙ Constitución de la República Bolivariana de Venezuela.

⊙ Ley orgánica del servicio eléctrico (LOSE) (2001)<sup>10</sup>.

### Instituciones

⊙ Ministerio de Energía y Petróleo (Menpet): órgano rector del sector, encargado de la regulación, la formulación y el seguimiento de políticas, y la planificación, realización y fiscalización de las actividades del Ejecutivo Nacional en materia de energía en general.

⊙ Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico (Fundelec): organismo asesor del Ministerio de Energía y Petróleo en materia eléctrica, asimismo es el ente encargado de regular la prestación y el uso del servicio eléctrico.

⊙ Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico: organismo encargado del control, la supervisión y la coordinación de la operación integrada de los recursos de transmisión y generación del sistema eléctrico nacional. Este organismo reemplaza a la Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (Opsis) y fue creado el 1 de diciembre de 2006.

⊙ Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE): la LOSE establece la creación de la CNEE como organismo adscrito al Menpet, que ejercerá la regulación, la fiscalización y el control de las actividades relacionadas con el servicio eléctrico. Sin embargo, esta institución todavía no ha sido creada.

⊙ Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica (Caveinel): organismo que agrupa a todas las empresas de servicio eléctrico en Venezuela, cuyo «principal objetivo es ejercer la representación institucional de sus afiliados y velar por los intereses generales de la industria eléctrica y su personal, en armonía con los intereses de la colectividad»<sup>11</sup>.

⊙ Empresas de sector: públicas: Edelca, Cadafe, Enelven, Enelbar y Enelco. Privadas: EDC, Elevel, Elebol, Calife y Seneca.

9 Empresas generadoras independientes privadas que atienden a pocos clientes industriales y no participan en el Sistema Interconectado Nacional.

10 Aunque esta ley no ha entrado en vigencia, en la Asamblea Nacional se está discutiendo su reforma. Esta ley fue publicada en Gaceta Oficial el 31 de diciembre de 2001. Las reformas más importantes son: promoción de la competencia en generación y comercialización; separación jurídica de las actividades que integran el sector (generación, transmisión, distribución y comercialización); definición de la función del Estado (empresario, regulador, formulador de políticas y planificador); uso racional y eficiente de la energía; nacionalización de precios y tarifas; eficiencia y transparencia en la gestión del sistema; regulación de las actividades monopólicas (transmisión y distribución).

11 <http://www.caveinel.org.ve>.

### Regulación por áreas

- ⊙ Generación y transmisión: el Contrato de Interconexión constituye el instrumento que regula la coordinación de las actividades de planificación y operación de los sistemas de generación y transmisión de las empresas signatarias, integrándolas a los efectos de expandir y operar el Sistema Interconectado Nacional. El objetivo fundamental del Contrato es asegurar la calidad, confiabilidad y seguridad del servicio, al menor costo posible mediante la optimización del uso de los recursos energéticos disponibles. Todo esto debe ser logrado dentro del mayor equilibrio, sin perjuicio de las empresas y de conformidad con las políticas energéticas que dicte el Ejecutivo Nacional.
- ⊙ Generación, transmisión, distribución y comercialización: el Menpet es el organismo encargado de aprobar el régimen tarifario para el sector eléctrico<sup>11</sup>.

### Impuestos

- ISLR: 34 por ciento.
- Impuestos municipales.

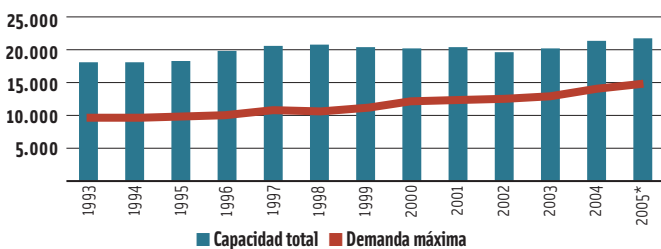
### Datos del sector

- Capacidad instalada de generación (2005): 21.767 megavatios.
- Demanda máxima (2005): 14.687 megavatios.
- Generación máxima (2005): 104.092 gigavatios.

## El sector eléctrico en la empresa pública y privada

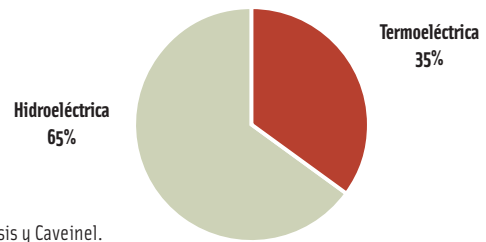
El sector eléctrico venezolano está compuesto por trece empresas (cinco públicas y ocho privadas). Aproximadamente 86 por ciento de la capacidad instalada de generación es del sector público. La empresa estatal Edelca aporta por sí sola aproximadamente 62 por ciento de toda la electricidad del consumo (o de la generación). La principal empresa privada es AES La Electricidad de Caracas, que aporta 10,38 por ciento de la energía generada (78,5 por ciento de la energía generada por empresas privadas). Aproximadamente 96 por ciento de la población venezolana tiene acceso al servicio eléctrico. En el año 2005, la capacidad instalada de generación eléctrica fue de 21.767 megavatios, y hubo una demanda máxima de 14.687 megavatios. De esta capacidad, 65,4 por ciento es generada con base en fuentes hidroeléctricas y 34,6 por ciento en fuentes termoeléctricas.

**CAPACIDAD DE GENERACIÓN Y DEMANDA MÁXIMA, 1993-2005**  
(megavatios)



Fuente: Opsis y Caveinel.

**CAPACIDAD INSTALADA, 2005**

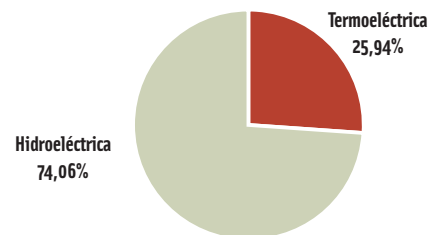


Fuente: Opsis y Caveinel.

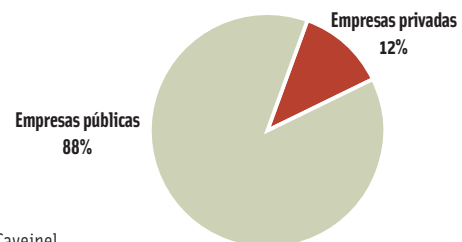
## Generación

En 2005 la energía generada fue de 104.092 gigavatios hora, de la cual 74,06 por ciento fue generación hidroeléctrica y 25,94 por ciento termoeléctrica; 88 por ciento corresponde al esfuerzo de empresas eléctricas del Estado y doce por ciento al sector privado.

**ENERGÍA POR TIPO DE GENERACIÓN, 2005**



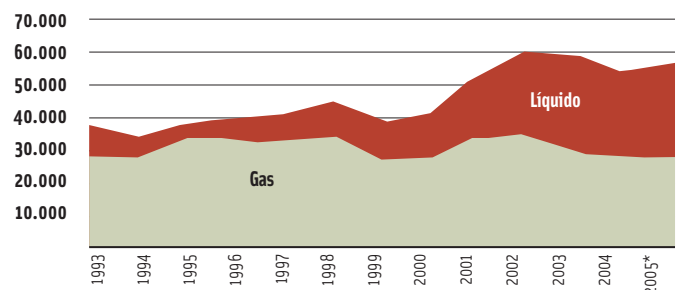
**ENERGÍA GENERADA POR TIPO DE EMPRESA, 2005**



Fuente: Caveinel.

El parque de generación térmica venezolano emplea tres tipos de combustibles fósiles: gas, *gas oil* y *fuel oil*. La proporción entre el consumo de gas para generación térmica ha ido disminuyendo en términos absolutos, mientras que la generación a partir de *gas oil* y *fuel oil* ha aumentado, particularmente en los últimos cinco años. En 2005, el consumo de combustibles fósiles fue de 59,4 millones de barriles equivalentes; los líquidos (*gas oil* y *fuel oil*) representaron 51 por ciento y el gas 49 por ciento.

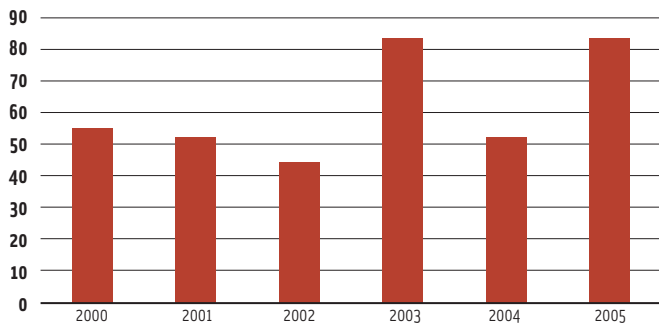
**CONSUMO DE COMBUSTIBLE PARA GENERACIÓN TÉRMICA, 1993-2005**  
(millones de barriles equivalentes)



Fuente: Opsis y Caveinel.

El número de fallas (eventos con racionamientos mayores a cien megavatios) registradas en 2005 ascendió a 84. La misma cantidad se registró en 2003, aunque para 2004 la cifra disminuyó a 52. En el período 2000-2002, el promedio de fallas fue de cincuenta.

**EVENTOS CON RACIONAMIENTOS MAYORES A CIEN MEGAVATIOS, 2000-2005**



Fuente: Opsis.

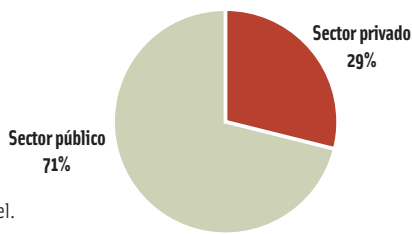
**Transmisión**

El parque eléctrico venezolano se halla interconectado por un sistema de líneas de transmisión (SIN) y subestaciones que operan a niveles de tensión de 765, 400 y 230 kilovatios, con una longitud total de 11.974 kilómetros, y que permiten transportar la energía a los principales centros de consumo del país. De las subestaciones se desprenden líneas a 138, 115 y 34,5 kilovatios que proveen electricidad a más de 3.500 centros poblados, 96,8 por ciento de la población del país.

**Distribución**

En cuanto a la energía servida, 70,57 por ciento es distribuida por empresas del sector público y 29,43 por ciento por el sector privado.

**ENERGÍA SERVIDA, 2005**



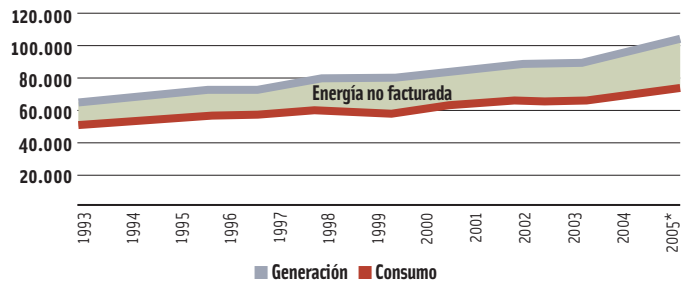
Fuente: Caveinel.

**Consumo**

El consumo de energía eléctrica ha crecido a lo largo de los últimos diez años a una tasa promedio del 3,7 por ciento anual. El año con el mayor crecimiento del consumo fue 2004, con casi siete por ciento; mientras que el año con menor crecimiento fue 2003, cuando disminuyó 0,9 por ciento.

**GENERACIÓN Y CONSUMO 1993-2005**

(gigavatios hora)

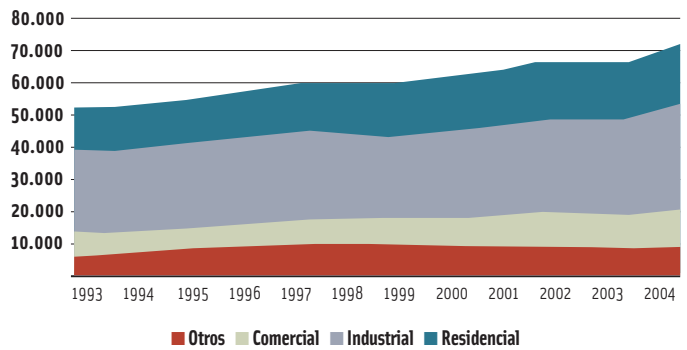


Fuente: Caveinel. (\*) Cálculos propios.

El crecimiento del consumo de electricidad acumulado entre 1993 y 2004 fue de 36 por ciento, el del consumo residencial fue de 42 por ciento, el industrial de 27 por ciento y el comercial de 54 por ciento.

**CONSUMO POR SECTOR ECONÓMICO 1993-2005**

(gigavatios hora)

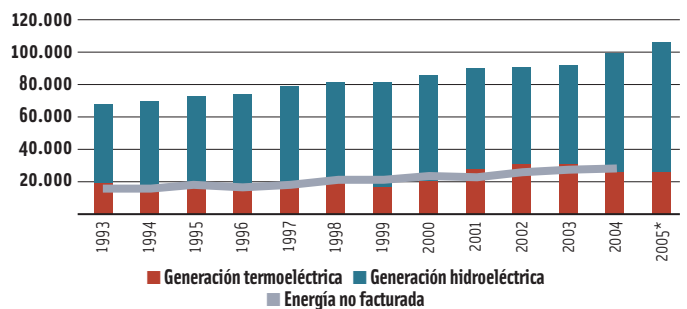


Fuente: Caveinel. Incluye exportaciones a Brasil y Colombia.

En 2004, 28 por ciento de la energía eléctrica generada no fue facturada; de esta cifra una porción no fue facturada formalmente ni cobrada debido a pérdidas técnicas, pero la porción más significativa de este porcentaje corresponde al hurto de electricidad.

**ENERGÍA ELÉCTRICA NO FACTURADA**

(gigavatios hora)



Fuente: Caveinel. Incluye pérdidas técnicas y hurto de energía.

## EL FUTURO ENERGÉTICO DE VENEZUELA

### El Plan Siembra Petrolera (2005-2030)

El Plan Siembra Petrolera, que comprende las directrices de política en materia de petróleo y gas en Venezuela, contempla dos etapas e incluye seis grandes proyectos. Para el primer período (2005-2012) se espera invertir 56 mil millones de dólares, aproximadamente.

#### PLAN SIEMBRA PETROLERA (2005-2030)

<b>Plan Siembra Petrolera (2005-2012)</b> Inversión: 56 mil millones de dólares (70% Pdvsa, 30% privados)	<b>Plan Siembra Petrolera (2012-2030)</b>
---	---

**Magna Reserva:** cuantificación y certificación de reservas de la Faja del Orinoco

**Proyecto Orinoco:** Explotación y desarrollo de la Faja

**Proyecto Delta-Caribe:** Desarrollo del gas costa afuera (período 2005-2012) 16 mil millones de dólares de inversión, 11.500 millones pies cúbicos diarios

**Refinación:** Construcción de tres nuevas refinerías: (1) Batalla de Santa Inés (Barinas); (2) Cabruta (Apure); (3) Caripito (Monagas), Inversión de 10.500 millones de dólares, con un aumento de capacidad de procesamiento de crudo pesado y extrapesado en las refinerías existentes

**Infraestructura:** Habilitación de más llevaderos y poliductos

**Integración:** Petrocaribe y Petrosur

Fuente: Pdvsa.

Los seis proyectos principales del plan abarcan actividades en la Faja Petrolífera del Orinoco, operaciones de gas costa afuera, refinación, infraestructura e integración. A continuación se presenta una breve descripción de los proyectos:

1. Proyecto Magna Reserva: destinado a lograr la cuantificación y certificación de las reservas de hidrocarburos de la Faja Petrolífera del Orinoco. En la primera etapa (2005-2012) se realizarán estudios a siete de las áreas, en conjunto con estatales petroleras de América Latina y del mundo.
2. Proyecto Orinoco: destinado a aprovechar los recursos de la Faja Petrolífera del Orinoco, con el fin de ampliar la participación en el mercado internacional e impulsar el desarrollo sustentable del país. En este sentido, se ha dividido el reservorio en 27 bloques de 500 kilómetros cuadrados cada uno.
3. Proyecto Delta-Caribe: tiene como meta desarrollar el gas costa afuera en las áreas de la Plataforma Deltana, en la fachada atlántica venezolana, y en las aguas ubicadas al norte del estado Sucre, en las inmediaciones de la península de Paria. Este último proyecto incluye la construcción del Centro de Industrialización del Gas Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA) y el desarrollo de la Plataforma Deltana. Las inversiones requeridas para estos proyectos gasíferos son de aproximadamente 16 mil millones de dólares entre 2005 y 2012, mientras que la meta de producción se fijó en 11.500 millones de pies cúbicos diarios.
4. Refinación: este proyecto tiene como finalidad potenciar la capacidad de procesamiento de crudos pesados y extrapesados en suelo

venezolano, objetivo que será logrado mediante la construcción de tres nuevas refinerías y el mejoramiento y la ampliación de dos de las plantas ya existentes. Se estima que el incremento de la capacidad de refinación alcance los 1,6 millones de barriles diarios, lo que produciría un aumento de más de cien por ciento de la capacidad actual. Además, a través de este proyecto se espera impulsar un cambio en el patrón de producción con la sustitución de producción de *fuel oil* por otros derivados de mayor calidad.

5. Infraestructura: se habilitarán más llevaderos y poliductos para garantizar el suministro de combustibles en todo el territorio nacional.
6. Integración: Venezuela proveerá al Caribe de forma directa volúmenes de crudo y productos mediante la firma Petrocaribe, que también prevé la ampliación de la capacidad de refinación en esa zona. Además se suscribió Petrosur, plataforma que permitirá avanzar en la planificación de proyectos con los países de Suramérica.

### El futuro del gas

El Plan Estratégico de Pdvsa 2006-2012, enmarcado en el Plan Siembra Petrolera 2005-2030, prevé inversiones por 16.780 millones de dólares en proyectos de gran impacto en materia de gas. Esa inversión tiene como objetivo promover la aceleración de los diferentes proyectos de exploración y producción de gas en tierra firme y costa afuera, tomando en cuenta —además de las necesidades del mercado interno— la nueva estrategia dispuesta por el Ejecutivo Nacional en cuanto a la creación del Cono Energético, que incluye suministro de gas a los países de América Latina, el Caribe y la cuenca atlántica.

Pdvsa prevé aumentar la producción de gas de 6.300 millones a 11.500 millones de pies cúbicos diarios para el año 2012. Con miras a lograr este objetivo, se prevén las siguientes producciones (en pies cúbicos diarios):

1. En el estado Zulia pasará de 1.100 millones a 1.400 millones.
2. En Yucal Placer, en el centro del país, de 100 millones a 300 millones.
3. En Anaco, de 1.700 millones a 2.794 millones.

Además, se espera incorporar la producción del Proyecto Mariscal Sucre, con actividades por el orden de los 1.200 millones de pies cúbicos diarios, y el proyecto de la Plataforma Deltana, con unos mil millones.

El incremento de los volúmenes de producción permitirá el fortalecimiento energético del país, mediante el proyecto de gas Interconexión Oriente-Occidente (ICO) —que se espera esté concluido en su segunda fase en el año 2007— y los proyectos del gasoducto Barbacoa-Margarita, la ampliación de los sistemas de la red de conexión de Anaco-Puerto La Cruz (Jose), Anaco-Puerto Ordaz, el sistema de transporte Norte-Llanero y sistema de gasoducto Costa Afuera-Tierra, que deberán concluir durante el último trimestre de 2008.

Pdvsa asumirá como operación propia los proyectos de exploración y producción de los campos Río Caribe y Mejillones (parte del Proyecto Mariscal Sucre), ubicados al nororiente del país. En materia de aguas abajo, Pdvsa asumirá con esfuerzo propio la construcción de los gasoductos Mariscal Sucre, que conectarán el proyecto del mismo nombre con el CIGMA; desarrollos que a su vez se unirán con la Plataforma Deltana. Se espera que estos proyectos concluyan a mediados de 2009.

La estatal petrolera llevará a cabo también el Proyecto Corocoro, para explorar y producir el yacimiento Corocoro, ubicado en el golfo de Paria, que posee entre dos billones y tres billones de pies cúbicos de gas natural no asociado y es considerado un reservorio con gran potencial. En la actualidad mantienen licencias para la producción de crudo las empresas ConocoPhillips, Eni y Pdvsa, bajo la figura de «exploración a riesgo y

ganancias compartidas». La inversión proyectada es de 480 millones de dólares en tres años.

El Proyecto Rafael Urdaneta tiene como finalidad desarrollar una zona con un potencial de 26 billones de pies cúbicos de gas natural no asociado y 7.000 millones de barriles de hidrocarburos líquidos. El área (de aproximadamente treinta mil kilómetros cuadrados) está formada por 29 bloques, de los cuales 18 están en el Golfo de Venezuela y once al noreste de Falcón.

Los proyectos eléctricos descritos en el plan de desarrollo presentado en 2004 por el viceministro de Energía, Nervis Villalobos, han venido ejecutándose con cierta lentitud, quizá a causa de que muchos de los proyectos dependen del suministro de gas, por una parte, así como también por la postergación de la aplicación del nuevo marco regulatorio. La Ley orgánica del servicio eléctrico abre canales para la participación de la inversión privada, lo cual debería dinamizar la ejecución de los proyectos del sector.

## PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Proyecto	Tipo de generación	Capacidad (megavatios)	Inversión (millones de dólares)	Ejecutor / Inversionista
Termozulia	Termoeléctrica	450	150	Enelven (Ley especial de endeudamiento)
Carboeléctrica del Zulia	Termoeléctrica	500	300	Pdvsa
Reconversión Ramón Laguna (Zulia)	Termoeléctrica	300	150	Enelven (Ley especial de endeudamiento)
Termocarbón Santo Domingo (los Andes)	Termoeléctrica	300	300	Ley especial de endeudamiento/Banca multilateral Licitación
Tocoma	Hidroeléctrica	10.250	nd	Edelca

nd: no disponible.

Fuente: IESA, La cuestión de la energía (próxima publicación).

El CENTRO INTERNACIONAL DE ENERGÍA Y AMBIENTE se propone establecer al IESA como la institución de referencia, en el ámbito nacional y regional, en la *formación de gerentes* con capacidad de liderazgo en el sector energía, siendo un centro de excelencia en la *reflexión, generación y divulgación* de conocimiento en temas de energía y ambiente, con alcance regional e internacional.

## CENTRO INTERNACIONAL DE ENERGÍA Y AMBIENTE

### **Coordinador académico**

Francisco Monaldi

francisco.monaldi@iesa.edu.ve

### **Profesor**

Richard Obuchi

richard.obuchi@iesa.edu.ve

### **Investigadores**

María Eugenia Miquilena

maria.miquilena@iesa.edu.ve

Moises D' Orey

moises.dorei@iesa.edu.ve

Stefania Vitale

stefania.vitale@iesa.edu.ve

Este documento fue elaborado por María Eugenia Miquilena y Moisés D'Orey, con la coordinación de Francisco Monaldi y Richard Obuchi.

El Centro Internacional de Energía y Ambiente es patrocinado por:



Diseño gráfico: Camoba Taller Gráfico Editorial • [www.camoba.com.ve](http://www.camoba.com.ve) / Laura Morales Balza  
Corrección: Lourdes Morales Balza y Virgilio Armas Acosta  
Impresión: Soluciones Gráficas / Editorial Arte

Impreso en Venezuela

**Programa  
internacional de  
gerencia del**

# **negocio de los hidrocarburos**

**Caracas, 19 de marzo al 26 de mayo de 2007**

Desde el centro energético más importante de América Latina, el IESA, ofrece un programa de formación gerencial para el sector de los hidrocarburos, único en la región, con visión latinoamericana y alcance global.

Profesores y expertos del más alto nivel, tanto nacionales como internacionales, aseguran un aprendizaje centrado en el participante en áreas clave de la industria del petróleo y del gas, con el objeto de fortalecer los conceptos y las habilidades gerenciales requeridas para el manejo de una empresa moderna en el sector de los hidrocarburos y obtener una visión de las tendencias y del futuro de la industria

**Inscripciones abiertas**



Accredited by  
**Association  
of MBAs**



Única institución en Venezuela acreditada internacionalmente por AACSB y AMBA

**Centro de Atención al Cliente IESA:**  
0 501 IESA 001 (en todo el país)  
[cdg@iesa.edu.ve](mailto:cdg@iesa.edu.ve)  
[www.iesa.edu.ve](http://www.iesa.edu.ve)