

Venezuela: La energía en cifras 2006-2007



El mercado petrolero

El mercado del gas

El servicio eléctrico

Acuerdos energéticos
internacionales



- Exploración y
- Procesamiento
- Transporte
- Distribución

Generación instalada
(megavatios)



ÍNDICE

El mercado petrolero	5
El mercado del gas	17
El servicio eléctrico	22
Acuerdos energéticos internacionales	26

Los números de la energía

Este es el segundo informe Venezuela: la energía en cifras, producido por el Centro Internacional de Energía y Ambiente, del IESA, en el que se presentan de manera simple y resumida los aspectos y las magnitudes del principal sector económico del país.

Los cambios fundamentales en el sector de la energía en Venezuela en los años abarcados en este informe (2006 y 2007) fueron el incremento de la participación y un mayor control del Estado en la operación de los sectores petróleo y electricidad.

En el sector petrolero hubo cambios en los contratos entre Pdvsa y otras empresas que regían los proyectos de operación en exploración y producción de crudo. Las empresas mixtas de crudo convencional, que son el resultado de la migración de los extintos convenios operativos en 2006, han desarrollado desde entonces sus operaciones de acuerdo con esta nueva figura en la cual empresas distintas a Pdvsa son accionistas minoritarios. En lo que corresponde a los proyectos de crudo extrapesado de la Faja del Orinoco, así como a los contratos de exploración a riesgo y ganancias compartidas, en 2007 culminaron su proceso de migración a empresas mixtas de similares características.

El sector gasífero no se ha desarrollado al ritmo esperado en relación con su enorme potencial ni con las metas del Plan Siembra Petrolera 2005-2012 de Pdvsa. El desempeño de este sector dependerá en buena medida de la forma como se ejecuten los proyectos en marcha y los aún por emprender (por ejemplo, si se decide que las empresas con licencias de exploración y producción, actualmente propiedad de empresas extranjeras, deben convertirse o no en empresas mixtas con control estatal).

El sector eléctrico sufrió una radical recomposición al ser nacionalizado, cuando a principios de 2007 el Estado adquirió todas las empresas privadas que operaban en las diferentes regiones del país.

A partir de este panorama general, el informe describe las principales características de las industrias petrolera, gasífera y eléctrica, con base en información pública disponible al 31 de diciembre de 2006. Como excepción, se contó con información relevante disponible en 2007, principalmente asociada al establecimiento de las empresas mixtas.

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. En esta sección se destaca el proceso de migración de las empresas mixtas. Algunas cifras relevantes del sector petrolero son:

- Reservas de crudo convencional: 80 mil millones de barriles.
- Producción: 2,5-3,2 millones de barriles diarios.
- Capacidad mundial de refinación de Pdvsa: 3,1 millones de barriles diarios.
- Consumo interno: 565 mil barriles diarios.
- Producción atribuible a Pdvsa: 85 por ciento (aproximadamente), que resulta de sus operaciones de gestión directa más su participación en proyectos con otras empresas.
- Los proyectos principales de exploración y producción son operados por Pdvsa, mientras que 21 empresas mixtas (provenientes de los antiguos convenios operativos) producen crudo convencional, cuatro empresas mixtas (que anteriormente eran asociaciones estratégicas) producen y mejoran crudo extrapesado de la Faja del Orinoco, una empresa mixta (antigua asociación estratégica originalmente dedicada a la producción de Orimulsión) produce crudo extrapesado y dos empresas mixtas (antiguos convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas) producirán crudo convencional.
- Exportaciones petroleras: constituyen más de 85 por ciento de las exportaciones totales de Venezuela.
- Ingreso fiscal petrolero: ha variado entre 12 y 16 por ciento del PIB entre 2003 y 2006.

La segunda parte realiza un recorrido descriptivo por la industria del gas y las magnitudes de las reservas y la producción de este hidrocarburo. Además, muestra en forma resumida los principales proyectos gasíferos adelantados en el territorio nacional. Algunos aspectos destacados de la industria del gas son:

- Reservas de gas: 152,32 billones de pies cúbicos (aproximadamente noventa por ciento es gas asociado).
- Producción y consumo de gas: 2.800 millones de pies cúbicos de gas por día, consumidos en su totalidad en el mercado interno.
- Precio promedio del gas en Venezuela: 0,38 dólares por millón de BTU en enero de 2006.

La tercera parte del documento se concentra en el sector eléctrico y su nacionalización a principios de 2007. Presenta datos relevantes tales como capacidad instalada y demanda de electricidad, así como cifras referidas a la cadena de valor, transmisión y distribución, e incluye un apartado referente al consumo eléctrico de Venezuela. Algunos datos relevantes del sector eléctrico en 2006 son:

- El sector público posee la totalidad de los 22.216 megavatios de capacidad instalada de generación eléctrica.
- La energía generada es de 110.962 gigavatios hora.
- La energía generada corresponde en 73 por ciento a hidroelectricidad y en 27 por ciento a termoelectricidad.
- La red de transmisión tiene una extensión de 11.078 kilómetros.
- El consumo es de 81.383 gigavatios hora.
- De la energía eléctrica generada, 26,7 por ciento no fue facturada.

El informe concluye con una sección que resume los acuerdos y las alianzas estratégicas que el Estado venezolano suscribió en materia energética con Rusia, China y diversos países de Latinoamérica y África.



El mercado petrolero

Los números del petróleo en 2006

- Reservas de crudo convencional: 80 mil millones de barriles.
- Producción: 2,5-3,2 millones de barriles diarios.
- Capacidad mundial de refinación de Petróleos de Venezuela, S.A. (Pdvs): 3,1 millones de barriles diarios.
- Consumo interno: 565 mil barriles diarios.
- Producción atribuible a Pdvs: 85 por ciento (aproximadamente), que resulta de sus operaciones de gestión directa más su participación en proyectos con otras empresas.
- Los proyectos principales de exploración y producción son operados por Pdvs, mientras que 21 empresas mixtas (provenientes de los antiguos convenios operativos) producen crudo convencional, cuatro empresas mixtas (que anteriormente eran asociaciones estratégicas) producen y mejoran crudo extrapesado de la Faja del Orinoco, una empresa mixta (antigua asociación estratégica originalmente dedicada a la producción de Orimulsión) produce crudo y dos empresas mixtas (antiguos convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas) exploran y producen crudo convencional.

Situación petrolera, 2006

	Reservas (miles de millones de barriles)	Producción (millones de barriles diarios)	Consumo
Mundo	1.208	81,66	83,71
América	163	20,58	29,93
Venezuela	80*	2,82	0,565
% Venezuela/Mundo	6,6	3,3	0,7

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2007.

Marco institucional

Entorno 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 (LOH, 2001): regula las actividades que se realizan con hidrocarburos líquidos: 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 mediante empresas mixtas en las cuales posea una participación superior al cincuenta por ciento.
- Contratos de las empresas mixtas de crudo convencional: mediante estos contratos se regulan las actividades y condiciones de las empresas que migraron de los convenios operativos existentes hasta el año 2006, así como las nuevas asociaciones del Estado con otras empresas. En los contratos, el Estado asegura el control de la operación mediante la participación mayoritaria en el capital de la empresa mixta resultante de la sociedad entre la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP), como representante del Estado, y las empresas privadas.
- Decreto Ley No. 5.200 de migración a empresas mixtas de los convenios

de asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco y de los convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas (2007):

Artículo 1: Las asociaciones existentes entre filiales de Petróleos de Venezuela, S.A. y el sector privado que operan en la Faja Petrolífera del Orinoco, y en las denominadas de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas, deberán ser ajustadas al marco legal que rige la industria petrolera nacional, debiendo transformarse en empresas mixtas en los términos establecidos en la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Artículo 2: La Corporación Venezolana del Petróleo, S.A., u otra filial de Petróleos de Venezuela, S.A., que se designe al efecto, será la empresa estatal accionista de las nuevas Empresas Mixtas, correspondiéndole como mínimo, en cada una de ellas, una participación accionaria del sesenta por ciento (60%). El Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo determinará en cada caso, la valoración de la Empresa Mixta, la participación accionaria de la filial de Petróleos de Venezuela, S.A. designada al efecto, y los ajustes económicos y financieros que fueren procedentes.

- Ley sobre los efectos del proceso de migración a empresas mixtas de los convenios de asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco, así como de los convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas (2007): consagra la extinción de figuras contractuales tales como las asociaciones estratégicas (proyectos de crudo extrapesado de la Faja del Orinoco) y los convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas. Establece que los intereses, las acciones y las participaciones en las sociedades constituidas para el desarrollo de los proyectos y en los activos utilizados para tal fin —incluyendo derechos de propiedad, derechos contractuales y de otra naturaleza correspondientes a los socios con los que no se alcanzó un acuerdo de migración — quedan transferidos a las nuevas empresas mixtas constituidas, o al Estado en los casos en los cuales ninguna empresa llegase a un acuerdo, sin necesidad de acción o instrumento adicional y sin generar obligaciones tributarias para ninguna persona o entidad.
- Acuerdos para la constitución de las empresas mixtas, publicados en la Gaceta Oficial No. 38.798: establecen la mayoría accionaria y la delimitación de las áreas de explotación, en el marco de la nacionalización de las asociaciones estratégicas (proyectos de crudo extrapesado de la Faja del Orinoco) y los convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas.

Actores principales

- Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (Menpet): organismo encargado de regular, formular y evaluar las políticas, así como planificar, realizar y fiscalizar las actividades del Ejecutivo Nacional en materia de hidrocarburos y energía en general.
- Petróleos de Venezuela, S.A. (Pdvs): empresa estatal que se encarga de la exploración, la producción, la manufactura, el transporte y el mercadeo de los hidrocarburos.
- Corporación Venezolana del Petróleo (CVP): filial de Pdvs que controla y administra lo concerniente a los negocios que se realizan con otras empresas petroleras de capital nacional o extranjero.
- Principales empresas: BP, Chevron, China National Petroleum Corporation (CNPC), Eni, Gazprom, Lukoil, Petrobras, Repsol, Statoil y Total. ConocoPhillips y ExxonMobil fueron dos de las principales empresas hasta que en 2007 renunciaron a seguir operando en el país.

Modificaciones a las figuras contractuales de asociación

En 2006 y 2007 se produjeron cambios en las estructuras contractuales de los diferentes proyectos de exploración y producción con participación de terceros. Todos los contratos fueron cambiados al formato de

empresas mixtas, la figura legal que estipula la LOH. Desde entonces, Pdvsa opera, con la participación minoritaria de empresas privadas y estatales, nacionales y extranjeras, aquellas áreas de producción de crudo convencional que correspondían a los extintos convenios operativos, las áreas de crudo extrapesado de la Faja del Orinoco que correspondían a las asociaciones estratégicas y las áreas de los convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas.

La primera ola de cambios ocurrió con la migración de los convenios operativos a empresas mixtas, en la cual las operadoras extranjeras, en su mayoría, permanecieron como accionistas minoritarios. En 2007 ocurrió la segunda ola de migraciones a empresas mixtas en las asociaciones estratégicas (proyectos de crudo extrapesado de la Faja del Orinoco) y los convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas.

De igual forma, los nuevos contratos de asociación que se firmen en el futuro se registrarán por la figura de empresas mixtas con mayoría accionaria y control operativo del Estado.

Tributación general

- Impuesto sobre la renta: cincuenta por ciento.
- Regalías: petróleo convencional, treinta por ciento; petróleo extrapesado, puede ser reducida a veinte por ciento, por período limitado.
- Impuestos superficiales: las empresas mixtas deben pagar cien unidades tributarias por kilómetro cuadrado por la extensión superficial otorgada que no se estuviese explotando. Este impuesto se incrementará dos por ciento durante los primeros cinco años y cinco por ciento en los años subsiguientes.
- Impuesto de extracción: un tercio del valor de los hidrocarburos líquidos extraídos de cualquier yacimiento, calculado sobre la misma base establecida en el artículo 47 de la LOH para el cálculo de la regalía. Este impuesto deberá ser pagado mensualmente por la empresa operadora que extraiga los hidrocarburos, junto con la regalía que esté pagando como ventaja especial. Al calcular el impuesto de extracción, el contribuyente tiene el derecho a deducir lo que hubiese pagado por regalía, incluso la regalía adicional que esté pagando como ventaja especial. El contribuyente tiene también el derecho a deducir del impuesto lo que hubiese pagado por cualquier ventaja especial pagable anualmente, pero solamente en períodos subsecuentes al pago de esa ventaja especial anual. En la práctica representa una regalía adicional de 3,33 por ciento que deben pagar Pdvsa y los proyectos de la Faja, y de cero por ciento pagado por las empresas mixtas de los convenios operativos (que ya incluyen ese porcentaje como ventaja especial).
- Impuesto al consumo propio: diez por ciento de cada metro cúbico de productos derivados de los hidrocarburos producidos y consumidos como combustibles en sus propias operaciones, calculado sobre el precio para el consumidor final.
- Impuesto de registro de exportación: uno por mil (0,1 por ciento) del valor de los hidrocarburos exportados de cualquier puesto desde el territorio nacional calculado sobre su precio de venta. Para los efectos del pago de este impuesto, el vendedor informará al Menpet, antes de zarpar, el volumen, grado API, contenido de azufre y destino del cargamento.

Tributación aplicable sólo a las empresas mixtas

Ventajas especiales

- Las empresas mixtas deben pagar 3,33 por ciento discriminado en 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.
- Cuando la carga tributaria sea menor al cincuenta por ciento de sus ingresos brutos, las empresas mixtas pagarán adicionalmente un monto equivalente a la diferencia entre este tope y su carga tributaria.

De esta forma se garantiza que la carga tributaria nunca sea menor que cincuenta por ciento del ingreso bruto. Las empresas mixtas deberán entregar un informe escrito al Menpet, antes de cada fecha de pago (20 de abril), en el que detallen su cálculo.

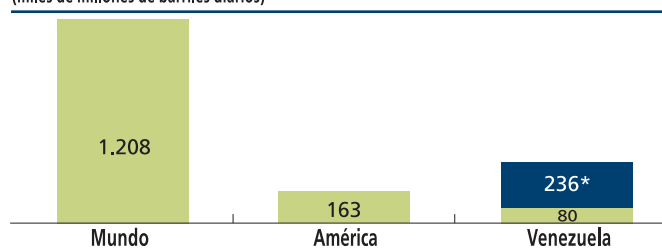
- Inversión de uno por ciento de las utilidades antes de impuestos, del ejercicio calendario anterior, para un plan de inversión social que deberán elaborar y ejecutar luego de la aprobación del Ejecutivo Nacional. Durante el primer año de entrada en vigencia de la norma, ese monto deberá calcularse con base en las utilidades que la empresa mixta prevea.

Exploración y producción

Reservas

Las reservas de petróleo de Venezuela son las más grandes del continente y las sextas del mundo, de acuerdo con fuentes internacionales. Se calculan en 80 mil millones de barriles de crudo convencional, lo que representa 49 por ciento de las reservas del continente americano y ocho por ciento de las reservas del mundo. Esta cifra no incluye las reservas de crudos extrapesados y bitumen de la Faja del Orinoco, calculadas en más de 200 mil millones de barriles adicionales, reservorio que está en proceso de cuantificación y certificación.

Reservas de petróleo, 2006
(miles de millones de barriles diarios)

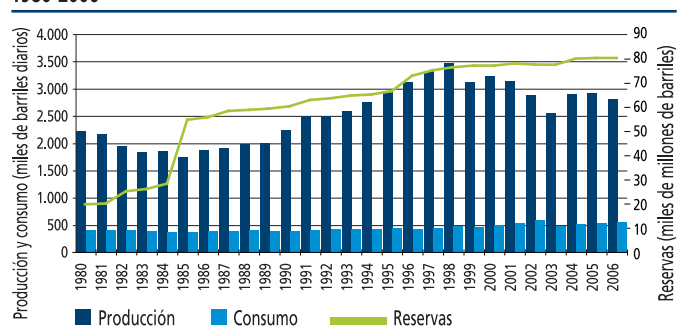


(*) Reservas de crudo extrapesado de la Faja del Orinoco.
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2007 y Pdvsa.

Producción

De acuerdo con cifras de analistas privados y organismos internacionales, la producción de petróleo de Venezuela en 2006 estuvo en promedio entre 2,5 y 2,8 millones de barriles diarios, lo que representa aproximadamente catorce por ciento de la producción hemisférica y 3,4 por ciento de la producción mundial. Con respecto a las magnitudes alcanzadas a finales de la década pasada, se observa una tendencia declinante en los últimos ocho años. En 2006 la producción disminuyó cuatro por ciento con respecto al año anterior.

Producción, consumo y reservas petroleras convencionales en Venezuela, 1980-2006



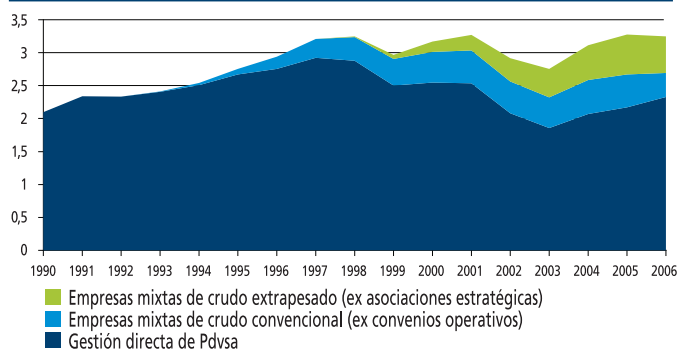
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2007.

Producción por tipo de contrato

De acuerdo con cifras oficiales, la producción petrolera de Venezuela en 2006 fue de aproximadamente 3,2 millones de barriles diarios. Del monto reportado oficialmente, 2,33 millones de barriles diarios fueron aportados por los proyectos operados por Pdvsa; lo cual es siete por ciento más que el año anterior. El resto de la producción, 870 mil barriles diarios, corresponden a proyectos en los cuales participan el Estado conjuntamente con empresas privadas. La producción de crudo convencional de las empresas mixtas (antiguos convenios operativos) fue 360 mil barriles diarios; en tanto que lo aportado por las asociaciones estratégicas (proyectos de crudo extrapesado de la Faja del Orinoco) se situó en 560 mil barriles diarios; una caída de 28 y 7 por ciento, respectivamente, en comparación con el año 2005.

De acuerdo con las cifras oficiales, la producción de los proyectos directamente operados por Pdvsa como proporción de la producción total alcanzó su máximo histórico en 1997, al situarse en 2,92 millones de barriles diarios. A partir de 1998 y hasta 2005 las cifras mostraron una tendencia a la disminución y un incremento progresivo de la producción de las empresas privadas en los convenios operativos y las asociaciones estratégicas. No obstante, este desempeño se ha revertido a partir de 2005 y tiende a consolidarse con los cambios contractuales a favor de una mayor o total participación en los proyectos con otras empresas en el marco de la nacionalización de la industria petrolera que ocurrió en 2006 y 2007.

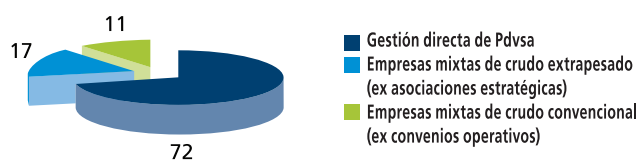
Producción por tipo de contrato en Venezuela, 1990-2006 (millones de barriles diarios)



Fuente: 1990-2004: Ministerio de Energía y Petróleo (Petróleo y otros datos estadísticos, PODE, 2004) y cálculos propios.
2005-2006: Informe sobre la gestión y resultados de Pdvsa (2006), publicado el 8 de septiembre de 2007.

Nota 1: a partir de 2006, los convenios operativos de crudo convencional migraron a empresas mixtas.
Nota 2: a partir de 2007, las asociaciones estratégicas de crudo extrapesado migraron a empresas mixtas.
Nota 3: la producción no incluye líquidos del gas natural (LGN).

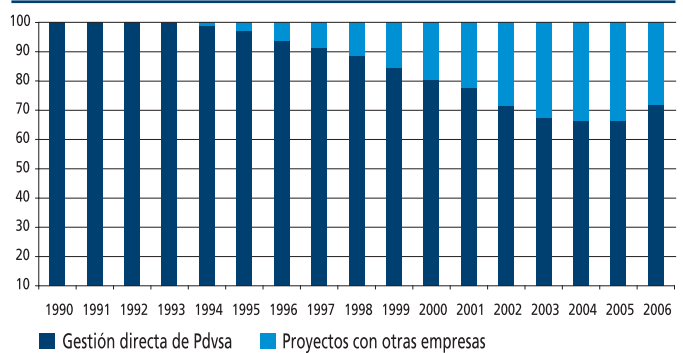
Producción por tipo de contrato en Venezuela, 2006 (porcentajes de la producción total)



Fuente: Informe sobre la gestión y resultados de Pdvsa (2006), publicado el 8 de septiembre de 2007.

Nota 1: a partir de 2006, los convenios operativos de crudo convencional migraron a empresas mixtas.
Nota 2: a partir de 2007, las asociaciones estratégicas de crudo extrapesado migraron a empresas mixtas.

Producción de proyectos gestionados únicamente por Pdvsa y de proyectos gestionados conjuntamente por Pdvsa y otras empresas, 1990-2006 (porcentajes de la producción total)



Fuente: 1990-2004: Ministerio de Energía y Petróleo (Petróleo y otros datos estadísticos, PODE, 2004) y cálculos propios.
2005-2006: Informe sobre la gestión y resultados de Pdvsa (2006), publicado el 8 de septiembre de 2007.

Nota 1: a partir de 2006, los convenios operativos de crudo convencional migraron a empresas mixtas.
Nota 2: a partir de 2007, las asociaciones estratégicas de crudo extrapesado migraron a empresas mixtas.
Nota 3: la producción no incluye líquidos del gas natural (LGN).

Por razones contables, Pdvsa deberá consolidar toda la producción de las empresas mixtas en sus estados financieros, por ser el accionista mayoritario. Para propósitos analíticos, resulta útil diferenciar las siguientes categorías:

- Producción propia de Pdvsa (operada por una empresa o filial de la que Pdvsa sea la única dueña).
- Producción de las empresas mixtas de crudo convencional, discriminada en 1) producción imputable a los accionistas minoritarios en empresas mixtas de crudo convencional y 2) producción imputable a Pdvsa como accionista mayoritario en la empresa mixta de crudo convencional.
- Producción de empresas mixtas de crudo extrapesado (Faja del Orinoco), discriminada en 1) producción imputable a los accionistas minoritarios en empresas mixtas de crudo extrapesado y 2) producción imputable a Pdvsa como accionista mayoritario en la empresa mixta de crudo extrapesado.

Gracias a esta clasificación, es posible establecer las siguientes totalizaciones:

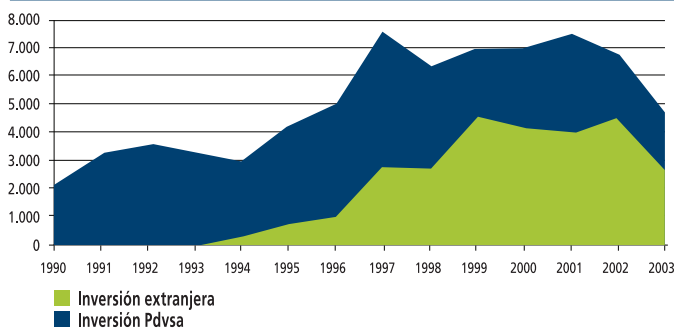
- Producción de Pdvsa, que resulta de la suma de la producción por gestión propia más la producción atribuible a su participación como accionista mayoritario en las empresas mixtas.
- Producción de terceros en empresas mixtas en las que son accionistas minoritarios.

En este sentido, la producción atribuible a Pdvsa en 2006 representa 85 por ciento, aproximadamente, de la producción total. El resto corresponde a las empresas extranjeras en función de su participación como accionistas minoritarias en las empresas mixtas.

Inversión

Entre 1990 y 2002 la inversión en exploración y producción petrolera —tanto extranjera como nacional— creció significativamente. En trece años se invirtieron más de 70 mil millones de dólares, de los cuales 62 por ciento era capital de Pdvsa y 38 por ciento inversión de otras empresas, fundamentalmente extranjeras.

Inversión petrolera en Venezuela, 1990-2003 (millones de dólares)



Fuente: Pdvsa.

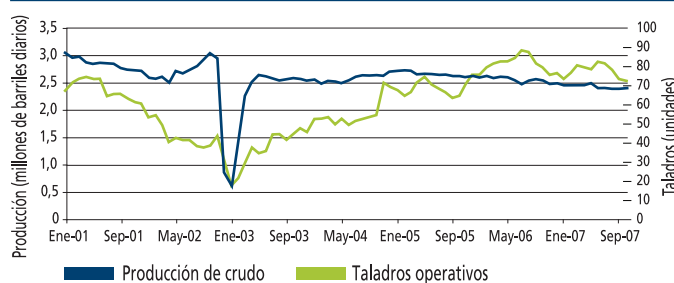
Otro indicador que ilustra de forma aproximada la magnitud de la inversión en exploración y producción de hidrocarburos es el número de taladros activos. De acuerdo con fuentes internacionales, entre 2005 y 2007 la activación y retiro de estos equipos ha sido relativamente volátil: el número de taladros en operación ha oscilado entre 55 y 76. En octubre de 2007 se registraron 62 taladros en funcionamiento. El número de taladros y la magnitud de la producción han evolucionado en la misma dirección.

Taladros operativos, enero de 1995-octubre de 2007 (unidades)



Fuente: Baker Hughes: International rotary rig count.

Taladros operativos y producción petrolera, enero de 2001-septiembre de 2007



Fuente: OPEP (2006).

Pdvsa ha anunciado actividades de mantenimiento en el marco de la estrategia oficial de incrementar la capacidad de producción, en lugar de aumentar los volúmenes de producción, y cumplir así la cuota establecida por la OPEP. Algunos de los proyectos están destinados a mejorar el mantenimiento en el Lago de Maracaibo e incrementar la producción en Barinas hasta alcanzar una capacidad ociosa de entre 200 mil y 220 mil barriles por día al cierre de 2008.

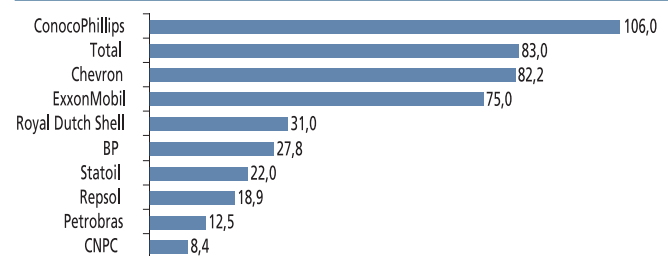
Las empresas extranjeras y la producción

A escala mundial, las petroleras norteamericanas Chevron y ExxonMobil lideran la producción de crudo, al generar el catorce y quince por ciento de lo producido por el conjunto de algunas de las empresas petroleras. Le siguen muy de cerca China Petroleum (CNPC) y la británica BP.

En Venezuela, ConocoPhillips fue responsable de 23 por ciento de la producción total de las empresas extranjeras en el país; seguida de Total, Chevron y ExxonMobil, con entre 16 y 18 por ciento en 2006.

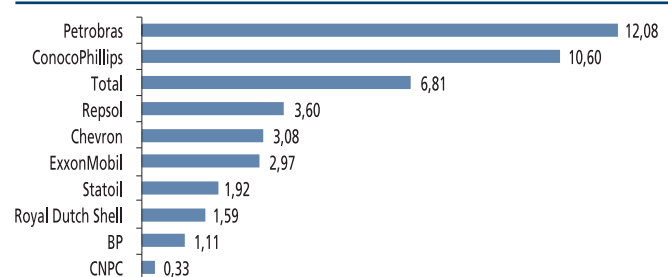
Para algunas empresas extranjeras, sus operaciones en Venezuela —tanto en los proyectos de crudo convencional como en los proyectos de crudo pesado y extrapesado— han generado una porción significativa de su producción mundial. Es el caso de Petrobras, que tiene en Venezuela doce por ciento de su producción mundial; seguida por ConocoPhillips, con casi once por ciento antes de su salida de los negocios de la Faja en julio de 2007.

Producción de petróleo de las transnacionales en Venezuela, 2006 (miles de barriles diarios)



Fuentes: Reporte 20F del año 2006 presentado ante la Comisión de Valores de Estados Unidos de las empresas Shell, Statoil, Petrobras Energía Participaciones, Repsol y Total; último reporte trimestral de 2006 presentado ante la Comisión de Valores de Estados Unidos por ExxonMobil y Chevron; y página oficial de Gazprom, CNPC, ConocoPhillips y BP; reporte 10K del último año disponible (2004) de Lukoil.

Producción de petróleo en Venezuela como porcentaje de la producción mundial de las empresas extranjeras, 2006



Fuentes: Reporte 20F del año 2006 presentado ante la Comisión de Valores de Estados Unidos de las empresas Shell, Statoil, Petrobras Energía Participaciones, Repsol y Total; último reporte trimestral de 2006 presentado ante la Comisión de Valores de Estados Unidos por ExxonMobil y Chevron; y página oficial de Gazprom, CNPC, ConocoPhillips y BP; reporte 10K del último año disponible (2004) de Lukoil.

Perfil de las empresas extranjeras, 2006

	Reservas mundiales (mmbpe)	Producción de petróleo en el mundo (mmbpd)	Producción de petróleo en Venezuela (mbpd)	% Producción de petróleo Venezuela /mundo	Producción mundial de gas natural (mmpcd)	Producción en Venezuela de gas natural (mpcd)	% Producción de gas natural Venezuela/Mundo
Royal Dutch Shell	8.472 (a)	1,95	31	1,59	8.368	n/d	n/d
ExxonMobil	21.640 (b)	2,52	75	2,97	9.251	n/d	n/d
Statoil	4.185	0,68	22	1,92	2.616	n/d	n/d
Petrobras	527	0,10	12,5	12,08	305	25	0,30
Chevron	11.600	2,67	82,2	3,08	7.248	27.840	0,38
CNPC	29.699	2,52	8,4	0,33	3.800	n/d	n/d
ConocoPhillips	10.005	1,00	106,00	10,60	5.175	6.000	0,12
BP	17.700	2,50	27,8	1,11	8.400	n/d	n/d
Repsol	2.599	0,53	18,9	3,60	3.387	73.100	2,16
Total	11.100	1,22	83	6,81	4.389	81.000	1,85
Gazprom	181.875	0,12	n/d	n/d	49.506	n/d	n/d
Lukoil	20.318	1,76	n/d	n/d	629	n/d	n/d

Notas:

mmbpe: millones de barriles de petróleo equivalente

mmbpd: millones de barriles de petróleo por día

mbpd: miles de barriles de petróleo por día

mmpcd: millones de pies cúbicos por día

Toda la información corresponde a resultados obtenidos durante 2006, a excepción de Gazprom, CNPC y ConocoPhillips, cuyos resultados se disponen hasta 2005, y Lukoil hasta 2004.

(a) Se excluyen las reservas en las Arenas Bituminosas del Canadá.

(b) Corresponden a reservas probadas. Si se consideran las no probadas, el total alcanza a 73.000 mmbpe.

Fuentes: reporte 20F del año 2006 presentado ante la Comisión de Valores de Estados Unidos de las empresas Shell, Statoil, Petrobras Energía Participaciones, Repsol y Total; último reporte trimestral de 2006 presentado ante la Comisión de Valores de Estados Unidos por ExxonMobil y Chevron; y páginas oficiales de Gazprom, CNPC, ConocoPhillips y BP; reporte 10K del último año disponible (2004) de Lukoil.

Principales proyectos

1. Proyectos de crudo convencional

En mayo de 2006 se efectuó la migración de los convenios operativos a las empresas mixtas, figura para la participación de terceros prevista en la Ley orgánica de hidrocarburos de 2001. Los 32 convenios operativos correspondían a los contratos de servicio de remuneración variable firmados durante la apertura petrolera entre Pdvsa y 22 empresas, a lo largo de tres rondas de asignación.

Como resultado de la migración se formaron 21 empresas mixtas, 17 de las cuales fueron producto de la conversión de convenios operativos a empresas mixtas; las cuatro restantes resultaron de la fusión de ocho de los convenios. Además, siete de los convenios iniciales fueron asumidos por Pdvsa: Sanvi Güere, Guárico Occidental, Maulpa, Quiamare-LaCeiba, B2X-68/79, Jusepín y Dación. Las empresas Total y BP aceptaron la entrega de Jusepín a Pdvsa, que acordó cancelarles más de 250 millones de dólares, mientras que la petrolera italiana Eni llevó a arbitraje el caso Dación.

Las empresas mixtas están constituidas con capital compartido entre la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP), filial de Pdvsa —que es el accionista mayoritario— y las empresas extranjeras. Las empresas mixtas son reglamentadas por el Acuerdo de la Asamblea Nacional y el proyecto de Acta constitutiva y estatutos sociales de la sociedad, y normadas por el Código de comercio y la Ley orgánica de hidrocarburos.

El ejercicio fiscal de las nuevas empresas, estipulado a partir del 1 de abril de 2006, se ha incumplido por la demora de la formalización de los pasos legales y administrativos: constitución y registro de las empresas, incremento del capital original y firma de los contratos de compraventa de hidrocarburos con Pdvsa, retraso en las aprobaciones de las casas matrices de las petroleras implicadas y cambios de nombre de última hora. Esas trabas no sólo han complicado la logística administrativa sino también la operativa, y han obligado a las partes a asumir costos por separado. Esto ha hecho que la CVP cancele la regalía al Estado, mientras que las empresas privadas han asumido el resto de los costos y gastos de funcionamiento de las empresas. Adicionalmente, las nuevas empresas mixtas resultantes están entregando a Pdvsa, desde abril de 2006, los barriles extraídos para que la petrolera estatal se encargue de su comercialización directa.

Empresas mixtas de crudo convencional, 2006-2007

(antiguos convenios operativos)

Convenios operativos	Ubicación	Empresas mixtas	Socios	Participación (porcentajes)
Convenios operativos migrados a empresas mixtas (campo por campo)				
Kaki	Anzoátegui	Petrolera Kaki	CVP	60,00
			Inemaka Exploración & Production Company Ltd.	22,67
			Inversiones Polar, S.A.	17,33
Mata	Anzoátegui	Petrokariña	CVP	60,00
			Petrobras Energía Venezuela, S.A.	29,20
			Inversora Mata, S.A.	10,80
Acema	Anzoátegui/Monagas	Petroven-Bras	CVP	60,00
			Petrobras Energía Venezuela, S.A.	29,20
			Coroil, S.A.	10,80

Empresas mixtas de crudo convencional, 2006-2007 (cont.)

(antiguos convenios operativos)

Convenios operativos	Ubicación	Empresas mixtas	Socios	Participación (porcentajes)
Convenios operativos migrados a empresas mixtas (campo por campo)				
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	Petrodelta	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
DZO	Zulia	Petroperijá	CVP BP Venezuela Holdings Limited	60,00 40,00
Urdaneta	Zulia	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	Petroboscán	CVP Chevron Global Technology Services Company Ineboscán 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 Perezco	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
Convenios operativos migrados a empresas mixtas (campos fusionados)				
Caracoles	Anzoátegui	Petrocaracol	CVP	75,00
Intercampo Norte	Zulia		CNPC Venezuela, B.V.	25,00
Pedernales	Delta Pedernales	Petrowarao	CVP	60,00
Ambrosio	Zulia		Peremco Venezuela Petróleo y Gas ETVE, S.L.	40,00
Falcón Este	Falcón	Petrocumarebo	CVP	60,00
Falcón Oeste	Falcón		Vinccler Oil and Gas, C.A.	40,00
Quiriquire	Monagas	Petroquiriquire	CVP	60,00
Mene Grande	Zulia		Repsol YPF Venezuela, S.A.	40,00

Fuente: Gaceta Oficial N° 38.430. *El Universal*, 4 de mayo de 2006, y Memoria y cuenta de Pdvsa 2006.

Antiguos convenios operativos manejados por Pdvsa

Convenios operativos	Ubicación
Quiamare-La Ceiba	Anzoátegui
Maulpa	Anzoátegui
Guarico Occidental	Guárico
Sanvi Güere	Guárico
B2X.68/79	Zulia
Dación	Monagas
Josepín	Monagas

Fuente: Gaceta Oficial N°. 38.430. *El Universal*, 4 de mayo de 2006, y Memoria y Cuenta de Pdvsa 2006.

2. Proyectos de crudo extrapesado

La Faja Petrolífera del Orinoco tiene una extensión de 600 kilómetros de este a oeste y setenta kilómetros de norte a sur, con un área de explotación de 12 mil kilómetros cuadrados. La Faja tiene aproximadamente 1,3 billones de barriles de petróleo en sitio de los cuales Pdvsa calcula que se podrían extraer aproximadamente 236 mil millones de barriles de crudo extrapesado, lo que sumados a los 80 mil millones de barriles de reservas probadas en todo el país implicaría que Venezuela podría alcanzar unas reservas totales de 316 mil millones de barriles. Si se certifica efectivamente esa cantidad, Venezuela estará entre los tres países con las mayores reservas conjuntas de crudo convencional y extrapesado del mundo junto a Arabia Saudí y Canadá.

Al extraerse del pozo, el crudo extrapesado de la Faja posee una gravedad de 8 a 9 grados API, lo que dificulta su transporte y refinación. Los avances de la tecnología de refinación han permitido transformarlos en crudos sintéticos de mejor calidad para que puedan ser procesados por las refinerías.

Los adelantos tecnológicos han posibilitado también que los pozos que producían de 200 a 300 barriles diarios hace dos décadas, bombeen en la actualidad entre 2.000 y 3.000 barriles y que su costo de producción haya disminuido a aproximadamente un dólar por barril. Además de esta reducción de los costos, la red de oleoductos disponibles, la tradición petrolera, las vías de comunicación y los puertos accesibles han contribuido a aumentar el atractivo de esta actividad para nuevas inversiones. Su potencial se sitúa en el orden de los seis millones de barriles diarios previstos para 2012.

Canadá: un competidor en puertas

Canadá posee reservas probadas de 17 mil millones de barriles de petróleo convencional y 170 mil millones de crudo extrapesado en las arenas bituminosas localizadas en Athabasca, en la provincia de Alberta. Gracias a los avances tecnológicos, la extracción en las arenas se ha convertido en un negocio rentable y ha hecho de esta región un importante competidor de la Faja del Orinoco.

A pesar de ser crudos extrapesados, la producción en la Faja del Orinoco se realiza mediante métodos de extracción convencionales, dado que el crudo fluye hacia la superficie. En cambio, las arenas petrolíferas canadienses son extraídas con técnicas de minería a cielo abierto mediante el uso de excavadoras. Las arenas se llevan luego a grandes hornos a altas temperaturas en las que son pulverizadas para extraer el bitumen y, finalmente, convertirlo en un crudo sintético más liviano. Shell trabaja en un proyecto para calentar las arenas en el yacimiento y alcanzar grandes ahorros.

El desarrollo de nuevas tecnologías para extraer el bitumen de las arenas disminuye los costos y logra que el negocio sea más rentable, particularmente con el alza de los precios del crudo. Sumado a ello, los atractivos para la inversión son muy importantes. Una ley promulgada en 1997 fija una regalía de uno por ciento, aplicada sobre la renta bruta

hasta que la empresa recupere su inversión inicial, y de 25 por ciento sobre la renta neta. Por ello se esperan ingresos gubernamentales de 123 mil millones de dólares entre 2000 y 2020, según el Instituto Canadiense de Investigación Energética. La producción de crudos procedentes del bitumen de las arenas se ha cuadruplicado desde 1990. Actualmente, la extracción es de un millón de barriles diarios y podría llegar a tres millones en 2015, según informes de la Cámara de Producción y Comercio de Alberta.

Las inversiones extranjeras en las arenas petrolíferas alcanzaron 45 mil millones de dólares entre 1996 y 2004, y se esperan 60 mil millones de dólares adicionales hasta 2020. A pesar de que los costos de producción son al menos cinco veces mayores que la producción de un barril equivalente de la Faja, Canadá ha logrado atraer un monto de inversión mayor a lo captado por la Faja.

Antecedentes

El Estado, por intermedio de Pdvsa y las empresas ExxonMobil, BP, Chevron, Total, ConocoPhillips y Statoil iniciaron a finales de los años noventa la explotación de los crudos extrapesados con la constitución de las asociaciones estratégicas, que implicaron una inversión de unos 17 mil millones de dólares y una producción promedio en 2006 de 560 mil barriles diarios. Estas asociaciones estratégicas se concibieron con el objetivo de integrar verticalmente el negocio del petróleo extrapesado de la Faja, que incluye plantas de mejoramiento para producir crudos sintéticos de mayor gravedad API, mejor cotizados en los mercados internacionales. De acuerdo con este esquema, la participación de Pdvsa promediaba un cuarenta por ciento y la mayoría accionaria se encontraba en manos de los otros socios.

Migración de las asociaciones estratégicas a empresas mixtas

La nueva política energética, basada en el modelo del "socialismo petrolero", establece el incremento de la participación del Estado en la actividad petrolera y la reversión de la apertura, con el argumento de que ha causado daños patrimoniales al Estado y ha vulnerado la soberanía. La renegociación de las asociaciones estratégicas de la Faja ha dado paso al control estatal de las actividades de exploración y producción de crudo extrapesado, mientras que los socios internacionales mantienen una participación minoritaria.

Con el objetivo de formalizar los nuevos parámetros de los negocios de la Faja que se ajustan a esta nueva visión previamente reflejada en la Ley orgánica de hidrocarburos de 2001, el gobierno promulgó varios instrumentos legales que complementan esa ley, y que han regulado lo concerniente a la transformación a empresas mixtas de las asociaciones estratégicas de la Faja del Orinoco y de los convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas en las diferentes etapas de la migración. Esos instrumentos legales son 1) el decreto 5.200, 2) la Ley sobre los efectos del proceso de migración a empresas mixtas de las asociaciones de la Faja del Orinoco y los convenios de exploración a riesgo, y 3) los acuerdos de cada proyecto en los cuales ya se especifica la nueva estructura accionaria y las nuevas áreas, aprobados por la Asamblea Nacional.

El decreto 5.200 en su artículo 1 dictaminó que todas las actividades ejercidas por asociaciones estratégicas de la Faja Petrolífera del Orinoco, los convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas y las empresas o consorcios que se habían constituido para ejecutarlos debían ser transformadas al nuevo esquema de empresas mixtas. Asimismo, estableció que el Estado debía tener una mayoría accionaria de al menos sesenta por ciento, por intermedio de la CVP u otra filial de Pdvsa que se designe, en todas las empresas de la Faja. Pdvsa pasaría a controlar tanto las actividades aguas arriba (extracción) como aguas abajo (mejoramiento y comercialización).

Condiciones generales de las empresas mixtas de crudo extrapesado (Decreto 5.200)

Participación accionaria del Estado: la Corporación Venezolana de Petróleo, S.A. (CVP) u otra filial de Pdvsa designada para tal efecto, tendrá una participación accionaria de mínimo sesenta por ciento.

Actividades primarias: las empresas mixtas tienen "el derecho al ejercicio de sus actividades primarias, pudiendo igualmente adjudicarles la propiedad u otros derechos sobre bienes muebles o inmuebles del dominio privado de la República que sean requeridos para el ejercicio eficiente de tales actividades. Estos derechos podrán ser revocados, si las operadoras no dieran cumplimiento a sus obligaciones, en forma tal que impida lograr el objeto para el cual dichos derechos fueron transferidos".

Áreas de explotación: "Se delimitarán las áreas en las cuales las Empresas Mixtas desarrollarán sus actividades primarias, las cuales se dividirán en lotes con una extensión máxima de cien kilómetros cuadrados (100 km²)".

Aspectos laborales: "Todos los trabajadores de la nómina contractual de las asociaciones referidas en el artículo 1° del presente Decreto-Ley, gozarán de la inamovilidad laboral y estarán amparados por la Convención Colectiva Petrolera que rige para los trabajadores de Petróleos de Venezuela, S.A., a partir de la entrada en vigencia del presente Decreto-Ley".

Aspectos tributarios: "Los actos, negocios y acuerdos que se realicen o suscriban a los efectos de constituir las Empresas Mixtas a que se refiere el presente Decreto-Ley, así como las cesiones, transferencias de bienes y cualesquiera otras operaciones que generen enriquecimiento o supongan la enajenación, transmisión o venta de bienes destinados a conformar el patrimonio de dichas empresas, estarán exentos del pago de impuestos, tasas, contribuciones especiales o cualquier otra obligación tributaria creados por el Poder Nacional".

El Menpet fue el responsable de determinar en cada caso la valoración de la empresa mixta, la participación accionaria de la filial de Pdvsa designada para ese efecto y los ajustes económicos y financieros que fueren procedentes, sin ser especificados en los memorandos suscritos con las empresas extranjeras y en los posteriores acuerdos aprobados en la Asamblea Nacional, lo cual marca una diferencia con el proceso que ocurrió con la migración de los convenios operativos en 2006.

Consagración de la nueva estructura contractual

La Asamblea Nacional sancionó los acuerdos de tres de los cuatro proyectos de las asociaciones estratégicas, en los que se ratifica la estructura accionaria y el área de explotación acordada para cada caso. Las empresas Total, Statoil, Chevron y BP continúan como socios de acuerdo

con los nuevos términos contractuales. En contraste, ConocoPhillips y ExxonMobil decidieron salir de sus respectivos proyectos. ConocoPhillips era el socio principal en Petrozuata (con 50,1 por ciento) y en Ameriven (cuarenta por ciento). ExxonMobil operaba Cerro Negro, con una participación de 41,67 por ciento. El único proyecto de la Faja que no fue ratificado por la Asamblea porque ahora no cuenta con la participación de empresas privadas es el de Petrozuata, que pasó en su totalidad a manos de Pdvsa.

Con la constitución de las empresas mixtas se redefinieron los porcentajes de participación de cada socio, así como la nueva delimitación de las áreas destinadas a la operación de cada proyecto. El tamaño de las áreas de explotación fue reducido para estimular un factor de recobro de al menos veinte por ciento.

Empresas mixtas de crudo extrapesado, 2007

(antiguas asociaciones estratégicas de la Faja del Orinoco)

Extintas asociaciones estratégicas	Participación accionaria anterior (%)	Reservas (mmb)	API crudo % API crudo sintético	Empresas Mixtas	Nueva participación (%)	Variación de la composición accionaria	Variación de las áreas de explotación
Petrozuata Área: n/d	Pdvsa: 49,9 ConocoPhillips: 50,1	2.605	9,3 / 19-25	Petro Anzoátegui Área: n/d	CVP: 100	Pdvsa asume control total a la salida de ConocoPhillips salir del proyecto	n/d
Sincor Área: 500 kms ²	Pdvsa: 38 Total: 47 Statoil: 15	3.555	8-8,5 / 30-32	Petro Cedeño Área: 399 kms ²	CVP: 60,0 Total: 30,3 Statoil: 9,7	Redistribución: Pdvsa aumenta en 22% y Total y Statoil disminuyen en 15,7% y 5,3%	Reducción de 101 kms ²
Ameriven Área: 650 kms ²	Pdvsa: 30 Chevron: 30 ConocoPhillips: 40	1.069	8,7 / 25-27	Petro Piar Área: 463 kms ²	CVP: 70 Chevron: 30	Pdvsa asume participación de ConocoPhillips La de Chevron permanece invariable	Reducción de 187 kms ²
Cerro Negro Área: 300 kms ²	Pdvsa: 41,6 ExxonMobil: 41,6 BP: 16,6	3.410	8,5 / 16	Petro Monagas Área: 185 kms ²	CVP: 83,3 Veba Oil & Gas Cerro Negro GMB: 16,6	Pdvsa asume participación accionaria de ExxonMobil La de BP permanece invariable	Reducción de 115 kms ²

mmb: millones de barriles.

Fuentes: Gaceta Oficial N° 38.798, Pdvsa, Menpet, *El Universal* y Petroguía 2007.

Compensaciones a terceros asociadas a la renegociación contractual

Al formalizarse los nuevos parámetros contractuales con terceros —con la promulgación de la Ley sobre los efectos del proceso de migración a empresas mixtas de los convenios de asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco y la aprobación de los acuerdos por la Asamblea Nacional— Pdvsa ejerció el derecho de asumir las actividades primarias. Asimismo, se estipuló la transferencia de los activos, derechos, intereses, acciones y participaciones, derechos de propiedad y contractuales de las petroleras extranjeras a las nuevas empresas mixtas o al Estado, en los proyectos en los cuales no se alcanzó un acuerdo para migrar.

La Ley podría afectar en cierta medida las compensaciones que actualmente están siendo demandadas por las empresas salientes de la Faja. Sobre este aspecto, en septiembre de 2007 las conversaciones con ConocoPhillips continuaban y esta empresa aún no había introducido una petición formal de arbitraje, aunque había anunciado que era probable que lo hiciera. En cambio, el estado de la compensación de ExxonMobil podría ser resuelto mediante el arbitraje internacional solicitado por la empresa en septiembre de 2007, al no llegar por la vía de la negociación directa a un acuerdo con el gobierno.

En cuanto a las empresas que efectivamente migraron, no necesariamente recibirán compensación asociada a la reducción accionaria. La justificación dada por el ministro de Energía y Petróleo, Rafael Ramírez, se apoya en la presunta ilegalidad de la operación de las asociaciones con respecto a las áreas de producción, aunada al beneficio inherente a la permanencia de las empresas en la Faja.

Aspectos laborales

Entre las modificaciones de la migración, los aproximadamente cuatro mil trabajadores de estas empresas están pasando a la nómina de Pdvsa, con lo cual alcanza a tener una plantilla de aproximadamente cincuenta mil personas.

Algunas empresas petroleras extranjeras, especialmente aquellas cuyos trabajadores pertenecen a su nómina directa, han liquidado a los empleados para que el nuevo patrono —la empresa mixta— pueda iniciar una relación laboral sin pasivos de por medio y con un esquema salarial y de beneficios completamente distinto (el contrato colectivo y los beneficios que goza el personal de Pdvsa).

Aspectos financieros

No se conoce a ciencia cierta las acciones del gobierno con respecto a las deudas contraídas por las empresas. Hasta septiembre de 2007, el ministro Ramírez sostuvo que no habría recompra de deuda, al referirse a más de tres mil millones de dólares en acreencias que mantienen las cuatro asociaciones de la Faja, de las cuales Pdvsa es socia, por lo que esas deudas tendrían que ser asumidas por cada una de las empresas. Sin embargo, desde noviembre de 2007 Pdvsa ha cancelado parte de las deudas asociadas a los proyectos de la Faja. Conjuntamente con su socio Chevron, pagó 400 millones de dólares y posteriormente 340 millones de dólares por concepto de deuda e intereses de la antigua asociación estratégica Ameriven. Por otro lado, por intermedio de Citgo, está negociando el pago de la deuda contraída por Cerro Negro en un monto equivalente a 500 millones de dólares. Debido a sus características, Sincor —integrada por Total, Statoil y Pdvsa— no posee deuda pública sino un préstamo en el exterior, lo que ha simplificado las operaciones financieras.

En relación con los bonos, las normas para la emisión de estos títulos limitan ciertas acciones, como cambios del mecanismo de comercialización de los crudos y de la estructura gerencial y laboral, entre otros. Por lo tanto, la modificación de alguna de estas garantías podría considerarse como causal de cesación de pagos y Pdvsa se vería en la necesidad de

refinanciar o recomprar tales bonos a fin de evitar una retención de ingresos correspondientes a las ventas de crudo provenientes de estos proyectos.

Además, al Pdvsa asumir la mayoría accionaria de las asociaciones estratégicas en nombre del Estado, la deuda externa contraída se convierte en deuda soberana y automáticamente se remite a las condiciones del endeudamiento de la nación.

Cronograma de creación de las empresas mixtas de las asociaciones estratégicas de la Faja del Orinoco



Producción de la Faja del Orinoco

De acuerdo con las cifras oficiales, en 2006 el monto promedio que se extrajo en la Faja fue de 560 mil barriles diarios, superando en ocasiones los 600 mil barriles diarios. En el primer semestre de 2007 el monto estuvo muy por debajo del promedio del año anterior, en respuesta al recorte de producción acordado en noviembre de 2006 por la OPEP, que debió ejecutarse en dos etapas. A Venezuela le correspondió reducir 195 mil barriles diarios, aplicados principalmente a las exportaciones petroleras de las empresas extranjeras, principalmente en la Faja del Orinoco.

No obstante, a partir de mayo de 2007 el Menpet autorizó a las asociaciones estratégicas a revertir parte del recorte ordenado, con lo cual la producción de crudo en la Faja aumentó de menos de 430 mil barriles diarios en abril a unos 482 mil barriles. A finales de julio de 2007, el presidente de la República anunció que la producción de la Faja se había incrementado a 510 mil barriles diarios. En diciembre de 2007, la producción superó los 600 mil barriles diarios de crudo, de acuerdo con cifras oficiales. Esta tendencia al alza cumple con el lineamiento de la OPEP que establece un aumento de producción de 500 mil barriles diarios, que fueron efectivos a partir de noviembre de 2007.

Certificación de las reservas

En el marco del Plan Siembra Petrolera 2005-2030, el Proyecto Magna Reserva tiene por objeto cuantificar y certificar las reservas de hidrocarburos existentes en la Faja Petrolífera del Orinoco. El objetivo es convertir a Venezuela en el país petrolero con las mayores reservas del planeta. Para ello, la Faja Petrolífera del Orinoco se ha dividido en 27 bloques jerarquizados de acuerdo con sus características técnicas y estratégicas. Pdvsa realizará con esfuerzo propio estudios en seis bloques del campo Junín, cuatro de Ayacucho y tres de Carabobo.

El campo Boyacá, que cuenta con seis bloques, será certificado en el 2008 conjuntamente con empresas de servicios. En el resto se contará con la participación de empresas extranjeras, principalmente estatales, que contribuirán a la cuantificación y certificación de las reservas. Las empresas participantes, anunciadas hasta septiembre de 2007, son Lukoil y Gazprom (Rusia), China National Petroleum Corporation (CNPC) (China), Cupet (Cuba), Repsol YPF (España), ONGC (India), Petroecuador

(Ecuador), ENAP (Chile), Petropars (Irán), Enarsa (Argentina), Ancap (Uruguay) y Petrobras (Brasil), entre otras.

A diferencia de los proyectos autorizados durante la apertura petrolera, los nuevos desarrollos que se lleven a cabo en estos bloques deberán estar ajustados a las condiciones establecidas en la Ley orgánica de hidrocarburos de 2001. Es decir, en cada uno de ellos está garantizada la participación mayoritaria del Estado venezolano, además de descartar algún tipo de subsidio fiscal. En todos los bloques se plantea que el factor de recobro no deberá ser inferior a veinte por ciento.

Áreas asignadas para certificación de reservas en la Faja

Áreas	Bloques	Empresas
Ayacucho	1-4-5	Pdvsa
	2	TNK-BP Management (Rusia)
	3	Gazprom (Rusia)
	6	Enarsa (Argentina) y Ancap (Uruguay)
	7	Petropars (Irán)
Boyacá	1-2-3-4-5-6	Empresas de servicio por ser asignadas
Carabobo	1	Petrobras (Brasil)
	2-3-4	Pdvsa
Junín	San Cristóbal	ONGC (India)
	1-2-5-6-9	Pdvsa
	8	Sinopec (China)
	3	Lukoil (Rusia)
	7	Repsol YPF (España)

Nota: Cupet (Cuba) y Belarusneft (Belarús) participarán en el campo Boyacá norte, pero no se precisan los bloques.

Fuentes: Pdvsa, *Petroguía 2007*, *El Universal*.

Luis Vierma, vice-presidente de Exploración y Producción de Pdvsa, explicó que la logística operativa y financiera de la certificación de reservas en la Faja corre por cuenta de Pdvsa, aun cuando el plan de perforación de cada bloque lo acuerdan en conjunto la CVP y las empresas participantes, así como la definición del modelo geológico.

De las trece empresas estatales que actualmente participan en la cuantificación y certificación de la Faja, las más adelantadas son Petrobras, ONGC, Petropars, CNPC y Cupet. Tan pronto como cada empresa termine la certificación, la CVP comenzará a negociar con ellas la posible formación de una empresa mixta para la explotación del bloque.

Hasta el momento se han certificado 25.920 millones de barriles de crudo por la empresa independiente Ryder Scott. Esta cifra se ha calculado a partir de un factor de recobro de al menos veinte por ciento sobre los 129.140 millones de barriles de petróleo original en sitio (POES) que se determinaron en diferentes bloques en el campo Carabobo.

Certificación en el Área Carabobo

Bloque	POES (millones)	Reservas probadas (millones de barriles de crudo)
1	45.548	7.609
2	30.660	6.132
3	28.650	5.730
4	24.291	4.858

POES: petróleo original en sitio.

Nota: los cálculos se realizaron con el factor de recobro de veinte por ciento indicado por Pdvsa como porcentaje mínimo de recuperación.

Fuentes: Pdvsa, *El Universal*, cálculos propios.

El Ministerio de Energía y Petróleo, y Pdvsa iniciarán en enero de 2008 la segunda etapa de estos proyectos cuando comience la selección de los socios para producir crudo en los 27 bloques. Las empresas que resulten escogidas obtendrán una participación minoritaria en desarrollos integrados de producción y mejoramiento.

3. Proyectos de exploración

En cumplimiento del decreto 5.200 y de los posteriores acuerdos sancionados por la Asamblea Nacional, de los tres convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas dos pasaron también a empresas mixtas. El Plan Siembra Petrolera tiene proyectada una producción de 121 mil barriles diarios entre 2006 y 2012.

Empresas mixtas de exploración, 2007

(antiguos convenios de exploración)

Convenio de exploración	Estructura accionaria anterior (%)	Empresa mixta	Nueva estructura accionaria (%)	Estado operativo del proyecto previo a la migración
Golfo de Paria Oeste (CoroCoro)	ConocoPhillips: 32,5 Pdvsa-CVP: 35,0 Eni Venezuela: 26,0	Petro Sucre	CVP: 74 Eni: 26	Declararon comercialidad. Se calculaba una producción de 26 mil barriles diarios para el primer trimestre de 2007, hasta llegar a 70 mil a partir de 2008.
Ceiba	ExxonMobil: 50 PetroCanadá: 50	n/d	CVP: 100	Estaban avanzados pero no alcanzaron a declarar comercialidad, aunque sí llegaron a producir crudo en calidad de prueba en 2006.
Golfo de Paria Este (Posa)	ConocoPhillips: 37,5 Eni: 30,0 Ineparia: 25,0 Opic: 7,5	Petrolera Paria	CVP: 60 Sinopec: 32 Ineparia: 8	Estaban avanzados pero no alcanzaron a declarar comercialidad.

Fuentes: Gaceta Oficial N° 38.798, Pdvsa, Menpet, *El Universal* y *Petroguía 2007*.

4. Sinovensa: de Orimulsión a mezcla de crudos

Otro de los proyectos de la Faja que migró a empresa mixta es Sinovensa —integrado por CNPC y Pdvsa—, tras su conversión en un negocio de mezcla de crudos en lugar de productor de Orimulsión, como fue planificado originalmente, y finalmente, migrar al esquema de empresa mixta. En este proyecto se calcula una producción 150 mil barriles diarios.

Refinación

La capacidad de refinación de Venezuela registrada en el año 2006 fue de 2,64 millones de barriles diarios, según el Informe sobre la gestión y resultados de Pdvsa de ese mismo año. De este monto, lo procesado en Venezuela fue de 1,02 millones de barriles diarios (en las refinerías de Paraguaná, Jose y El Palito), 1,42 millones en las refinerías propiedad de las filiales internacionales y 205 mil barriles en la Refinería Isla, ubicada en Curazao.

Comercialización

Las exportaciones de crudo se han recuperado significativamente con respecto a la caída registrada en los últimos tres años. Las exportaciones petroleras alcanzaron 2,98 millones barriles diarios en 2006, que incluyen 587 mil correspondientes a la alícuota de terceros en la Faja y 2,38 millones de barriles diarios por cuenta de Pdvsa según lo reportado en el Informe de gestión y resultados de Pdvsa de 2006. El 58 por ciento de las exportaciones petroleras tuvieron como destino los mercados de Latinoamérica, el Caribe, Europa y Asia, y el 42 por ciento restante se dirigió a Estados Unidos.

De acuerdo con las últimas cifras disponibles, el monto exportado de cada uno de los productos, con excepción del kerosén, se incrementó en términos absolutos y, al igual que el año 2005, los destilados encabezaron la lista de los tres productos más comercializados, seguido de los residuales y la gasolina.

En lo que respecta al consumo interno, este se situó en 565 mil barriles diarios, lo que se traduce en un aumento de 3,4 por ciento en 2006 en comparación con 2005.

Exportaciones por tipo de producto, 2002-2005

(miles de barriles diarios)

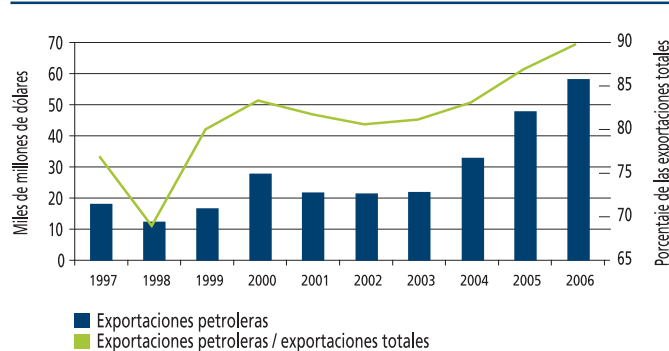
Tipo de producto	2002	2003	2004	2005
Gasolina	314,1	119,4	271,1	284,9
Kerosén	87,9	70,4	84,0	80,4
Destilados	374,3	276,7	286,8	331,4
Residuales	223,2	255,1	244,8	271,8
Otros	197,9	294,7	146,0	229,9
Total	1.228,7	1.016,2	1.042,8	1.198,4

Fuente: OPEP: Boletín Estadístico Anual 2005.

Las políticas fiscales y el sector petrolero

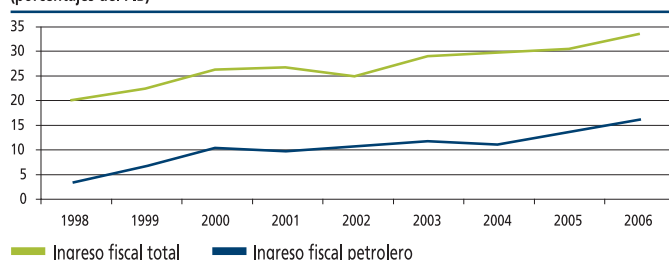
En 2006 las exportaciones petroleras se incrementaron 18 por ciento y conformaron la casi totalidad de las exportaciones venezolanas (noventa por ciento), lo que se tradujo en un ingreso fiscal total cercano a los 60 mil millones de dólares, de los cuales 28,8 mil millones provienen del ingreso fiscal petrolero (tributario y no tributario). El porcentaje del PIB correspondiente al ingreso fiscal se ha situado entre 12 y 16 por ciento entre 2003 y 2006.

Exportaciones petroleras de Venezuela, 1997-2006



Fuente: Banco Central de Venezuela.

Ingreso fiscal e ingreso fiscal petrolero, 1998-2006 (porcentajes del PIB)

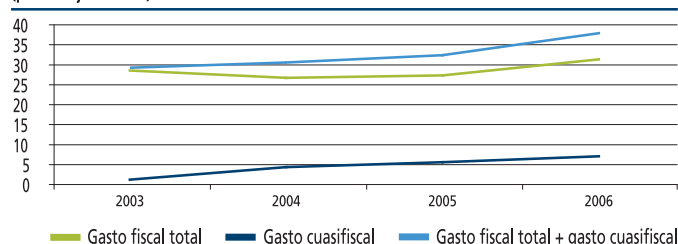


Nota: el ingreso fiscal petrolero incluye el tributario y el no tributario. El tributario está compuesto por regalías y dividendos.

Fuente: Ministerio de Finanzas.

El gasto cuasifiscal ejecutado por Pdvsa —que corresponde al aporte total al desarrollo fiscal más el Fondo de Desarrollo Nacional (Fonden)— ha registrado un crecimiento sostenido desde 2003. En ese año ese gasto sólo representaba uno por ciento del PIB, mientras que en 2006 había aumentado a siete por ciento. Además, desde 2005 el gasto público se ha venido incrementando; en 2006 representó aproximadamente el 31 por ciento del PIB.

Gasto público, 2003-2006 (porcentajes del PIB)



Fuente: Banco Central de Venezuela, Ministerio de Finanzas, Memoria y cuenta 2006 de Pdvsa.

Pdvsa: Informe de gestión 2006 y planes

Petróleos de Venezuela, S.A. es el conglomerado estatal que se encarga de la explotación, la producción, la manufactura, el transporte y el mercadeo de los hidrocarburos en Venezuela. Pdvsa posee empresas filiales que desempeñan distintas funciones dentro de la misión global de la compañía:

1. Corporación Venezolana del Petróleo (CVP): administra y dirige la sección de propiedad estatal en las empresas mixtas.
2. Palmaven: desarrolla políticas sociales en conjunto con las comunidades.
3. Deltaven: mercadea los productos y servicios asociados a la marca PDV.

4. Pdvsa Gas: comercializa el gas en los ámbitos nacional e internacional.
5. PDV Marina: transporta y distribuye, por vía marítima, los productos derivados de Pdvsa.
6. Interven: ejecuta actividades de investigación científica y de aplicación de nuevas tecnologías en la industria petrolera nacional.
7. Bariven: encargada de la compra de los materiales y equipos necesarios para las actividades de Pdvsa. Además, administra y gestiona los inventarios de estos materiales, así como las ventas de materiales y equipos no utilizados.

La gestión de Pdvsa 2006 en breve

- Reservas de crudo: 87 mil millones; incluyen las nuevas certificaciones de reservas.
- Reservas de gas: 152,4 billones de pies cúbicos.
- Producción de crudo: 3,25 millones de barriles diarios; incluye la producción fiscalizada del esfuerzo propio de Pdvsa (mediante gestión directa, empresas mixtas, asociaciones estratégicas, exploración a riesgo y Pdvsa Gas).
- Producción de gas: 6.940 millones de pies cúbicos diarios.
- Inversión: 5.832 millones de dólares.
- Exportaciones petroleras totales: 2,98 millones de barriles diarios, que incluyen lo aportado por la Faja del Orinoco, equivalente a unas exportaciones de 587 mil barriles diarios.
- Exportaciones de Pdvsa: 2,63 millones de barriles diarios.
- Precio promedio de exportación: 55,22 dólares.
- Precio promedio de exportación del crudo de la Faja: 46,50 dólares.

Pdvsa publicó el último estado de resultados auditados en 2004. La información oficial disponible hasta la fecha sobre las operaciones y las finanzas de la empresa está contenida en el Informe sobre la gestión y resultados de Pdvsa (2006), que se publicó el 8 de septiembre de 2007.

De acuerdo con ese reporte, la producción venezolana de petróleo crudo en 2006 fue de 3,25 millones de barriles diarios, 0,7 por ciento menos que en 2005. Pdvsa aportó como producto de su gestión propia 2,33 millones de barriles, 72 por ciento del total.

Pdvsa: información financiera

(millones de dólares)

	2005	2006
Ventas	82.915	99.267
Ganancia venta de refinería	-	1.432
Participación patrimonial en resultados netos de compañías afiliadas	1.074	1.072
Compras de petróleo crudo y productos	32.001	38.778
Costos de operación	14.152	14.920
Gastos	5.487	6.371
Intereses minoritarios	14	458
Regalías y otros impuestos	13.318	18.435
Gastos de desarrollo social	6.909	13.784
Impuesto sobre la renta	5.793	4.031
Ganancia de operación discontinuada, neto de impuesto	154	-
Ganancia neta	6.483	5.452

Fuente: Informe sobre la gestión y resultados de Pdvsa (2006), publicado el 8 de septiembre de 2007.

Producción petrolera, 2003-2006: cifras oficiales

(petróleo crudo en miles de barriles diarios)

	2003 ^{(1) (2)}	2004 ^{(1) (2)}	2005 ⁽³⁾	2006 ⁽³⁾	Variación 2005-2006 (%)
Gestión propia ⁽¹⁾	1.864	2.067	2.170	2.330	7,37
Empresas mixtas y convenios operativos	465	518	502	357	-28,88
Asociaciones estratégicas (Faja del Orinoco)	488	563	602	563	-16,45
Total	2.817	3.148	3.274	3.250	-0,7

(1) Incluye petróleo crudo condensado de planta por seis mil barriles diarios en 2004 y cinco mil barriles diarios en 2003.

(2) Fuente: Pdvsa: Notas a los estados financieros consolidados auditados (2004).

(3) Fuente: Informe sobre la gestión y resultados de Pdvsa (2006), publicado el 8 de septiembre de 2007.

Plan de inversiones: Siembra Petrolera 2005-2030

Pdvsa anunció el 24 de agosto de 2005 el Plan Siembra Petrolera 2005-2030, que plantea la utilización de los recursos petroleros para potenciar la capacidad de producción energética de Venezuela. El Plan contempla dos etapas: 2005-2012 y 2012-2030, e incluye seis grandes proyectos. Para el primer período se calcula invertir 56 mil millones de dólares, que serán aportados por Pdvsa y por las compañías extranjeras.

El Plan contempla la incorporación de 236 mil millones de barriles de reservas de crudo extrapesado, que se sumarían a las reservas probadas de 80 mil millones de barriles de crudo convencional. Se proyecta extraer 5,8 millones de barriles diarios en 2012. De esa cantidad, Pdvsa calcula que 4,19 millones corresponderán a esfuerzo propio, 460 mil a las empresas mixtas de crudo convencional de los extintos convenios operativos, 622 mil a las empresas mixtas de los antiguos convenios de asociación (proyectos de crudo extrapesado de la Faja del Orinoco), 121 mil de las empresas mixtas del anterior esquema de ganancias compartidas y 615 mil de los nuevos proyectos que se realicen en la Faja.

El proyecto de la primera etapa tiene seis ejes fundamentales:

1. Magna Reserva: cuantificación y certificación de las reservas de crudo en la Faja Petrolífera del Orinoco, con el fin de ampliar la participación en el mercado internacional e impulsar el desarrollo sustentable del país. El reservorio se dividió en 27 bloques de 500 kilómetros cuadrados.
2. Proyecto Orinoco: explotación y desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco destinado a aprovechar sus recursos, 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.
3. Proyecto Delta-Caribe: desarrollo del gas costa afuera: para ello se prevén 16 mil millones de dólares de inversión que permitirán producir 11.500 millones de pies cúbicos diarios.
4. Refinación: construcción de tres nuevas refinerías: Cabruta (con capacidad de 400 mil barriles diarios de crudo extrapesado), Batalla de Santa Inés (50 mil barriles diarios) y Caripito (50 mil barriles diarios). Las tres nuevas refinerías y la potenciación de las existentes incrementarán la capacidad de procesamiento de Pdvsa en el país en unos 700 mil barriles diarios.
5. Infraestructura: habilitación de más llevaderos y poliductos.
6. Integración: proyectos de suministro y ayuda en materia energética a países de la región, mediante las empresas Petrocaribe y Petrosur.

El mercado del gas

Los números del gas en 2006

- Reservas de gas: 152,32 billones de pies cúbicos (aproximadamente noventa por ciento es gas asociado).
- Producción y consumo de gas: 2.800 millones de pies cúbicos de gas por día, consumidos en su totalidad en el mercado interno.
- Precio promedio del gas en Venezuela: 0,38 dólares por millón de BTU en enero de 2006.
- Nueve licencias de gas en tierra firme: Yucal Placer Norte y Sur, Barrancas, San Carlos, Tinaco, Tiznado, Barbacoas, Quiriquire Profundo y Copa Macoya. Según la Gaceta Oficial No. 38.636 de 2 de marzo de 2007, estas dos últimas licencias fueron otorgadas a empresas mixtas con participación minoritaria de Pdvsa. En el campo Quiriquire Profundo, la Española Repsol tiene sesenta por ciento de participación. En el campo Copa Macoya, la japonesa Teikoku Oil tiene setenta por ciento de la participación.
- 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 institucional

Entorno 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 es considerado un servicio público.
- Ley orgánica de hidrocarburos gaseosos (LOHG, 1999): el Ministerio de Energía y Minas —actualmente Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, Menpet— es el órgano del Ejecutivo Nacional con competencia en todo el territorio en materia de los hidrocarburos a los que se refiere la LOHG. Además, el Ente Nacional del Gas (Enagas) está encargado de asesorar en la regulación de las actividades de transporte y distribución de gas. La ley 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 aprobación del Menpet: (a) licencia de exploración y explotación de gas natural libre y (b) permiso para 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.

Actores principales

- Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (Menpet): organismo encargado de la regulación, la formulación y el seguimiento de políticas, 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 los hidrocarburos (incluso el gas asociado).
- 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.
- Empresas nacionales e internacionales (privadas y estatales): Chevron, ConocoPhillips, Petrobras, Pluspetrol, Repsol, Shell, Statoil, Total, Teikoku Oil, Vinccler, Gazprom, Eni, Inelectra y Otepi.

Tributación general

- Impuesto sobre la renta: 34 por ciento.
- Regalías: veinte por ciento (deducible hasta quince por ciento del valor del gas no asociado).
- Inversión social: uno por ciento del valor del gas no asociado.
- Contraprestación especial para el Estado: diez por ciento del valor del gas no asociado.
- Renta superficial anual: una unidad tributaria por hectárea.

Exploración y producción

Reservas

Venezuela tiene reservas de gas de aproximadamente 152 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, que posee reservas de gas de alrededor de 209 billones de pies cúbicos. Venezuela posee uno por ciento de las reservas de gas mundial y 20 por ciento de las reservas de gas de Centro y Suramérica. El consumo de gas de Venezuela representa el uno por ciento del mundo y el 22 de lo que consume Centro y Suramérica.

Reservas, producción y consumo comprado de gas, 2006

	Reservas (bpc)	Producción (mmpcd)	Consumo (mmpcd)
Mundo	6.405,5	277,2	275,8
Centro y Suramérica	242,8	14,0	12,6
Venezuela	152,3	2,8	2,8

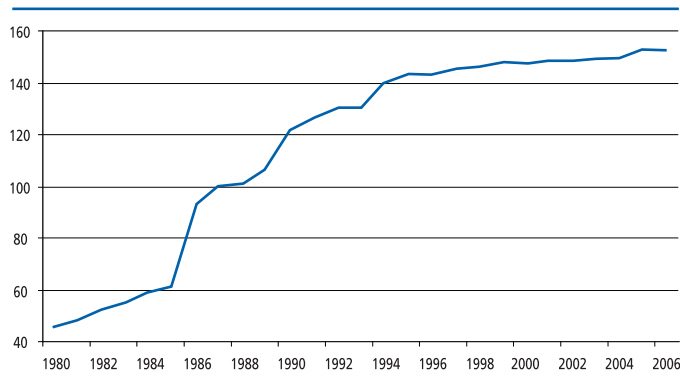
bpc= billones de pies cúbicos

mmpcd= miles de millones de pies cúbicos por día

Fuente: BP Statistical Review of World Energy. Junio de 2007.

Las mayores reservas gasíferas de Venezuela están ubicadas al norte y noroeste del país, en las costas de la plataforma continental caribeña y atlántica, en una extensión de más de 500 mil kilómetros cuadrados. La zona oriental concentra 71 por ciento de las reservas y la occidental 24 por ciento; el 5 por ciento restante se ubica entre el norte de Paria, la Plataforma Deltana y la región del sur del país. De las reservas existentes en Venezuela, aproximadamente noventa por ciento equivale a reservas de gas asociado.

Reservas probadas de gas natural, 1980-2006
(billones de pies cúbicos)



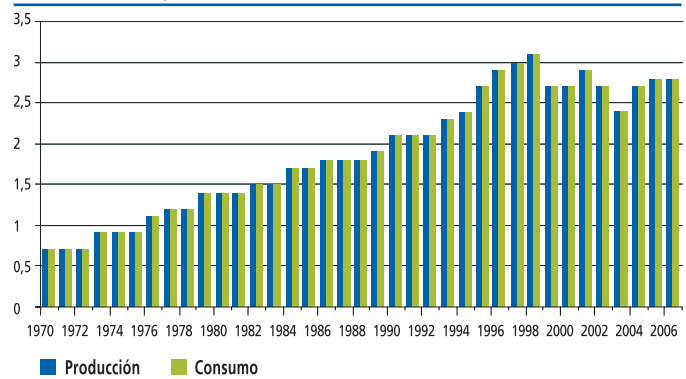
Fuente: BP Statistical Review of World Energy. Junio de 2007.

Producción

En 2006 se producían en Venezuela 2,8 mil millones de pies cúbicos de gas por día, consumidos en su totalidad en el mercado interno. Aproximadamente setenta por ciento del consumo se destinaba a la producción petrolera.

Entre 1970 y 2006 la producción se incrementó. Aunque hubo ciertos momentos de estancamiento —como en los dos últimos años— sólo disminuyó en los años 1999, 2002 y 2003.

Producción y consumo de gas natural, 1970-2006
(miles de millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy. Junio de 2007.

Inversión

Se calcula que la inversión en proyectos gasíferos alcanza los 10 mil millones de dólares, distribuidos en los siguientes segmentos de la cadena de valor: exploración y producción (7.958 millones), procesamiento (1.355 millones), transporte (681 millones) y distribución (12 millones).

Aproximadamente ochenta por ciento de la inversión se destina a exploración y producción. De esta cifra, 66 por ciento (5,2 billardos de dólares) corresponde a capital privado y 34 por ciento restante a inversión de Pdvsa (2,7 mil millones de dólares). El proyecto Mariscal Sucre se le adjudicó en su totalidad a Pdvsa porque aún no se conocen los resultados de la negociación con Petrobras.

Principales proyectos gasíferos en Venezuela, 2007

Nombre del proyecto	Descripción	Ubicación	Inversión	Financiamiento
Exploración y explotación de gas no asociado y gas natural licuado (GNL)				
Desarrollo Gas Anaco	Exploración y explotación de reservas de gas no asociado (22 billones de pies cúbicos) y yacimientos con alta relación gas-petróleo	Anzoátegui y Monagas	1.501 millones de dólares (2004-2009)	Pdvsa
Proyecto Rafael Urdaneta	Licencia de gas costa afuera	Golfo de Venezuela	nd	Bloque Castilletes NE II: Vincler Oil & Gas Bloque Moruy II: Petrobrás y Teikoku Oil Bloque Cardón III: Chevron Bloque Cardón IV: Eni y 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 de Delta Amacuro	4.328 millones de dólares (2001-2009)	Bloque 1: sin asignar Bloque 2: Chevron (60%) y ConocoPhillips (40%) Bloque 3: Chevron Bloque 4: Statoil (51%) y Total (49%) Bloque 5: sin asignar

Principales proyectos gasíferos en Venezuela, 2007 (cont.)

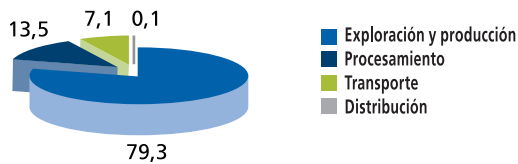
Nombre del proyecto	Descripción	Ubicación	Inversión	Financiamiento
Exploración y explotación de gas no asociado y gas natural licuado (GNL)				
Mariscal Sucre	Explotación de reservas de gas no asociado costa afuera y construcción de una planta de GNL. Reservas probadas: 3,4 billones de pies cúbicos. Producción de gas: 1.050 millones de pies cúbicos diarios y su procesamiento	Norte de Península de Paría	2.700 millones de dólares	Pdvs y Petrobras (en negociación)
Yucal Placer Norte y Sur	Exploración y explotación de gas no asociado en áreas de 946 km ² (Norte) y 865 km ² (Sur). El gas producido estará destinado en su totalidad para satisfacer el mercado interno	Guárico	603 millones de dólares	Consortio Ypergas: Total (69,5%), Repsol YPF (15%), Inelectra (10,2%) y Otepi (5%)
Barrancas	Exploración y explotación de gas no asociado (405,2 millones de pies cúbicos). Destinado para abastecer la planta eléctrica Termobarrancas y para gasificación del área. Reservas de gas no asociado posibles: 2 billones de pies cúbicos. También se dispondrá de unos 5 millones de pies cúbicos diarios para gasificación del área	Portuguesa y Barinas	246 millones de dólares	Repsol
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 de dólares (2004-2005)	Petrobras
Tizado y Barbacoas	Exploración y explotación de gas no asociado. Reservas posibles: 1,5 billones de pies cúbicos	Guárico y Aragua	8,1 millones de dólares (2004-2005)	Pluspetrol
Quiriquire Profundo	Exploración y explotación de gas no asociado. Superficie: 93,15 kms ² . Potencial de producción de gas: 280 millones de pies cúbicos diarios	Monagas	nd	Repsol (60%) y Pdvs (40%)
Copa Macoya	Exploración y explotación de gas no asociado. Superficie: 290,25 kms ² . Potencial de producción de gas: 120 millones de pies cúbicos diarios	Guárico	nd	Teikoku Oil (70%) y Pdvs (30%)
Procesamiento				
Procesamiento LGN (líquidos del gas natural) Jose 250	Expansión de plantas de extracción y fraccionamiento de gas natural	Anzoátegui y Monagas	860 millones de dólares	Pdvs

Principales proyectos gasíferos en Venezuela, 2007 (cont.)

Nombre del proyecto	Descripción	Ubicación	Inversión	Financiamiento
Complejo Criogénico de Occidente	Construcción de la infraestructura de procesamiento de LGN en el occidente del país	Zulia	495 millones de dólares	Pdvsa
Sistemas de transporte de gas				
Interconexión de Sistemas de Transporte de Gas Centro-Oriente y Occidente (ICO)	Desarrollo de infraestructura (gasoducto 300 km) para interconectar los sistemas de transporte de gas Centro-Oriente con Occidente	470 millones de dólares (aprobados 173.607 millones de bolívares)	470 millones de dólares	Pdvsa Gas
Gasoducto Barbacoa	Diseño y construcción del sistema de transporte de gas hacia el eje Barbacoa-Cumaná-Margarita	Anzoátegui, Sucre y Nueva Esparta	133 millones de dólares	Pdvsa Gas
Ampliación del Sistema de Transporte de Gas Anaco-Puerto Ordaz	Gasoductos adicionales del sistema Anaco-Puerto Ordaz	Zona central del país	65,3 mil millones de bolívares	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	77 mil millones de dólares	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	Zona central del país	5,3 millones de dólares	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	4.300 millones de bolívares (estudio)	Pdvsa Gas
Ampliación sistema Arichuna-Caracas	Instalación de 27 Km. del tramo comprendido entre la Estación de Válvulas Caiza y Estación Terminal Figueroa, del Sistema Arichuna-Caracas. Construcción de la nueva Estación de Seccionamiento El Laurel e interconexión con las estaciones Monte Claro y Figueroa	Zona central del país	15,4 mil millones de bolívares	Pdvsa Gas
Distribución				
Misión Gasificación Venezuela	Satisfacer la demanda del servicio de gas metano	Todo el país	9.500 millones de bolívares	Pdvsa Gas
Miniplantas/Planta de GLP (Gas licuado de petróleo)	Construcción de un conjunto de miniplantas de GLP	Todo el país	17 mil millones de bolívares	Pdvsa Gas

Fuente: Enagas y Gaceta Oficial N° 38.636.

Inversión prevista en nuevos proyectos, 2007
(por porcentajes)



Fuente: Enagas y *El Universal*, 8 de marzo de 2007.

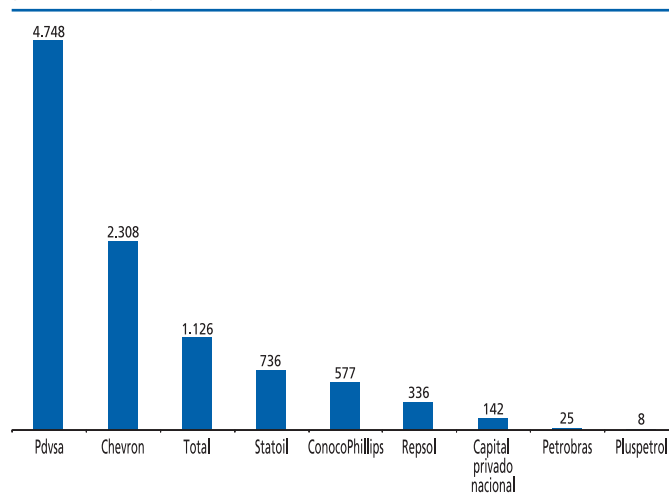
Actualmente está en discusión si las empresas que participan en el negocio del gas con licencias de exploración y producción deben o no migrar a la figura de empresas mixtas (con participación mayoritaria de Pdvsa). Pdvsa es el mayor inversionista del sector; le siguen Chevron y Total. Las tres empresas concentran poco más de ochenta por ciento de la inversión del sector. La única empresa que invierte en todas las áreas es Pdvsa, mientras que la participación privada está concentrada en exploración y producción.

Inversión prevista en gas por áreas, 2007
(millones de dólares)

Área	Empresa	Inversión
Exploración y producción	Capital público y privado	7.958
	Chevron	2.308
	Pdvsa	2.700
	Total	1.126
	Statoil	736
	ConocoPhillips	577
	Repsol	336
	Capital privado nacional	142
	Petrobras	25
	Pluspetrol	8
Procesamiento	Pdvsa	1.355
Transporte	Pdvsa Gas	681
Distribución	Pdvsa Gas	12

Fuente: Enagas y *El Universal*, 8 de marzo de 2007.

Inversión prevista en gas por empresas, 2007
(millones de dólares)



Fuente: Enagas y *El Universal*, 8 de marzo de 2007.

Proyectos de exploración y producción

El Plan Estratégico de Pdvsa 2006-2012, enmarcado en el Plan Siembra Petrolera 2005-2030, prevé inversiones de alrededor de 16 mil 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, para alcanzar la meta de producción de 11.500 millones de pies cúbicos diarios, tomando en cuenta –además de las necesidades de mercado interno de 1.500 millones de pies cúbicos– la posibilidad de suministrar gas a los países de América Latina, el Caribe y la cuenca atlántica.

Plataforma Deltana

Esta área está dividida en cinco bloques y tiene reservas calculadas en 38 mil millones de pies cúbicos de gas natural no asociado. El primer bloque está reservado para Pdvsa, el segundo y tercer bloques fueron otorgados a Chevron como licencia de exploración y producción de gas (en el segundo bloque en asociación con ConocoPhillips); Statoil y Total tienen la licencia del cuarto bloque. El bloque 5 aún no se ha otorgado.

En los bloques 2 y 3 finalizó la etapa exploratoria. Ambos bloques fueron declarados comerciales. La exploración costó un poco más de 120 millones de dólares y cuantificó siete billones de pies cúbicos de gas natural (metano) que una vez licuados irán a los mercados internacionales; el bloque 4, perteneciente a la noruega Statoil, reiniciará su etapa exploratoria en el segundo trimestre de 2007.

Pdvsa anunció que se duplicaron sus reservas de gas en dos bloques de la Plataforma Deltana (Oriente y Costa afuera), de aproximadamente 3,5 trillones de pies cúbicos a cerca de ocho trillones, como resultado de las exploraciones que ha venido llevando a cabo Chevron.

Rafael Urdaneta

El proyecto Rafael Urdaneta está ubicado en el Golfo de Venezuela al noreste del estado Falcón. Este proyecto consiste en un conjunto de bloques que abarcan un área aproximada de 30 mil kilómetros cuadrados. Tiene un potencial de desarrollo de 26 billones de pies cúbicos de gas no asociado, pero también de unos siete mil millones de barriles de hidrocarburos líquidos. En abril de 2005 comenzó la invitación a socios para la fase A, en la que se ofrecen cinco bloques exploratorios en el área del Golfo y un bloque de desarrollo en La Vela Sur, cuyas extensiones individuales no exceden los mil kilómetros cuadrados.

Mariscal Sucre

Este proyecto ha sido adelantado por Pdvsa para desarrollar las reservas de gas al norte de Paria, que se calculan en unos 14,3 billones de pies cúbicos. El Mariscal Sucre consta de cuatro áreas divididas en dos fases: la fase I está compuesta por las áreas de Río Caribe y Mejillones y está destinada a proveer al mercado nacional; la fase II comprende las áreas de Patao y Dragón. La producción inicial se calcula en 600 millones de pies cúbicos diarios en 2008, para luego alcanzar los 1.200 millones en 2012. En este proyecto Pdvsa está en conversaciones con la empresa brasilera Petrobras para una posible asociación.

El proyecto contempla la construcción del Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA), que comprende plantas de licuefacción, industrialización y petroquímica que serán construidas en el estado Sucre con una inversión de unos seis mil millones de dólares, para recibir y procesar la producción costa afuera. A principios de octubre de 2007, Pdvsa firmó un acuerdo con la firma portuguesa Galp Energía para participar en la extracción de gas costa afuera y en la instalación de la terminal de licuefacción de gas natural del CIGMA.

Otros proyectos

A principios de octubre de 2007 se concretó la puesta en marcha del gasoducto transoceánico "Antonio Ricaurte", entre Venezuela y Colombia, que permitirá abastecer al occidente del país y reactivar inmediatamente el complejo petroquímico El Tablazo, en el estado Zulia. El contrato de compraventa establece que Colombia inicialmente enviará 150 millones de pies cúbicos por día. Posteriormente, se espera que Venezuela exporte gas al mercado colombiano.

En otro aspecto del negocio del gas, los vehículos automotores de pasajeros, de carga y de transporte público importados y ensamblados en el país deberán instalar dispositivos para el uso indistinto de Gas Natural Vehicular (GNV) y de combustible líquido antes de su venta al público a partir del 1 de enero de 2008. Esta medida se realizará en cumplimiento de la resolución conjunta de los ministerios de Finanzas, Industrias Ligeras y Comercio, y Energía y Petróleo que se publicó en la Gaceta Oficial número 38.800 del 31 de octubre de 2007 y que constituye la primera de una serie de normativas que establecerán las condiciones bajo las cuales se desarrollará el plan de GNV.

Igualmente, Pdvsa consolidó su predominio en la industria de Gas Licuado de Petróleo (GLP) con la compra de las empresas distribuidoras Vengas y Tropigas, con lo cual iniciará operaciones Pdvsa Gas Popular, una de las siete nuevas empresas con las que la estatal planea incursionar en áreas no petroleras en el país. Ambas empresas representaban, en conjunto, más de la mitad del mercado de envasado y distribución de gas licuado de petróleo, masivamente expendido en bombonas. Desde su constitución, Pdvsa nunca había participado en la cadena de comercialización del gas en bombonas; sin embargo, es la única que vende al mayor el GLP que se produce en las refinerías nacionales.

Además de estos proyectos, en el marco de la denominada "revolución gasífera socialista" el Gobierno planifica también el proyecto de Interconexión Centro-Occidente, el Complejo Criogénico de Occidente (en la costa oriental del Lago de Maracaibo) y el Gasoducto Eje Norte Llanero.

Precios del gas

El gas producido en Venezuela se consume internamente, por lo que resulta importante considerar los precios nacionales del gas y las tarifas por servicio de transporte y distribución. De acuerdo con la regulación actual, el Estado establece los precios y las tarifas, por intermedio del Ministerio para la Energía y Petróleo, con la colaboración de Ministerio para la Producción y el Comercio, y según las recomendaciones de Enagas.

Estas autoridades establecieron que los precios del gas debían aumentar paulatinamente hasta alcanzar los precios meta en 2007 (aproximadamente 35.681 bolívares por metro cúbico); sin embargo, esto no ha ocurrido. En el mercado nacional el precio del gas es sólo 5,14 por ciento del internacional.

Precios nacionales e internacionales del gas

(dólares por millón de unidades térmicas británicas-BTU)

	Nacionales (al 1 de enero de 2006)		Internacionales (al 21 de diciembre de 2007)	
	Anaco	Lago	Henry Hub	NYC Gate
Centro de despacho Anaco	0,32	0,43	7,02	7,78
Promedio	0,38		7,40	

Fuente: precios nacionales: Enagas; internacionales: Bloomberg.

El servicio eléctrico

Los números de la electricidad en 2006

- Capacidad instalada de generación: 22.216 megavatios
- Demanda máxima: 15.945 megavatios
- Energía generada: 110.962 gigavatios hora
- Energía generada por fuente: 73 por ciento hidroelectricidad, 27 por ciento termoelectricidad
- Transmisión: 11.078 kilómetros
- Consumo: 81.383 gigavatios hora
- Pérdidas: 29.579 gigavatios hora

Marco Institucional

Entorno legal

- Constitución de la República Bolivariana de Venezuela
- Ley orgánica del servicio eléctrico (LOSE)
- Reforma parcial de la Ley orgánica del servicio eléctrico
- Reglamento de la Ley del servicio eléctrico
- Reglamento del servicio eléctrico
- Tarifas eléctricas vigentes

Actores principales

- Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (Menpet): órgano rector del sector, encargado de la regulación, la formulación y el seguimiento de políticas, la planificación, la realización y la fiscalización de las actividades del Ejecutivo Nacional en materia de energía en general.
- Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico (Fundelec): organismo asesor del Menpet en materia eléctrica. Esta fundación sigue los lineamientos de política que dicta el ministerio, le rinde cuentas como instancia tutelar y le presta apoyo en su gestión como órgano del Ejecutivo Nacional responsable del diseño y aplicación de las políticas públicas dirigidas hacia el sector eléctrico. Asimismo es el organismo promotor de la integración y el desarrollo energético nacional.
- 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 de generación, transmisión, distribución y comercialización del servicio eléctrico. Esta institución todavía no ha sido creada.
- Centro Nacional de Gestión (CNG): A finales del año 2006 se creó esta institución, que viene a sustituir a la Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSI). En la actualidad, esta institución se encuentra en un proceso de transición, de manera de adaptar los procesos de la OPSI a las nuevas responsabilidades del CNG. En principio, la LOSE establece que el CNG será supervisado por el Menpet y fiscalizado por la CNEE. Su objetivo es controlar, supervisar y coordinar la integración entre las operaciones de generación y transmisión.
- Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica (Caveinel): organismo que agrupa a 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.
- Corporación Eléctrica Nacional (CEN) S.A.: es el producto de la nacionalización del sector eléctrico anunciada en enero de 2007 y hecha realidad el 31 de julio de 2007 mediante el decreto 5.330 con rango, valor y fuerza de Ley orgánica, publicado en la Gaceta

Oficial número 38.736. La CEN es el instrumento para reorganizar el sector eléctrico, previamente compuesto por once empresas estatales y privadas, integrantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. Esas empresas son: Electrificación del Caroní (Edelca), Electricidad de Valencia (Eeval), de Puerto Cabello (Calife) y Ciudad Bolívar (Elebol), Energía Eléctrica de Venezuela (Enelven), de la Costa Oriental del Lago (Enelco) y de Barquisimeto (Enelbar). También están La Electricidad de Caracas (EDC), Luz Eléctrica de Yaracuy (Caley), Sistema Eléctrico de Nueva Esparta (Seneca) y la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (Cadafe). El capital social de la Corporación Eléctrica Nacional está suscrito en un 75 por ciento por la República y en un 25 por ciento por Pdvs. El 8 de agosto de 2007 la CEN entró en plena operación.

Regulación por áreas

- La regulación sectorial se encuentra en proceso de transformación. La Ley orgánica del servicio eléctrico, luego de ocho años desde su aprobación inicial, nunca ha entrado en vigencia plena. Además, el Ejecutivo anunció recientemente cambios de la estructura del sector, tales como la nacionalización de las empresas privadas y la creación de una gran empresa pública para el sector eléctrico, que sin duda exigirá nuevas regulaciones.
- En la actualidad, el Menpet es el organismo encargado de aprobar el régimen tarifario para el sector eléctrico.

Impuestos

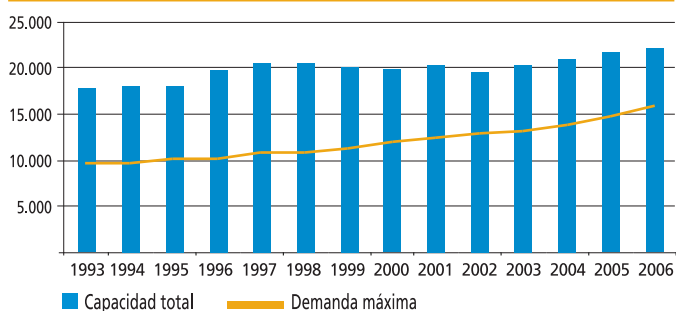
- Impuesto sobre la renta: 34 por ciento.
- Impuestos municipales.

Empresas del sector

Hasta el año 2006, el sector eléctrico venezolano estaba compuesto por trece empresas (cinco estatales y ocho privadas). Aproximadamente 86 por ciento de la capacidad instalada de generación era del sector público. Sin embargo, el 8 enero de 2007, el presidente Chávez anunció la nacionalización del sector eléctrico nacional, que implicó la adquisición por parte del Estado de las siguientes empresas: La Electricidad de Caracas y sus filiales (Compañía Anónima La Electricidad de Yaracuy, Compañía Anónima Luz Eléctrica de Venezuela, Electricidad de Guarenas-Guatire y Genevapca), Servicio Eléctrico del Estado Nueva Esparta (Seneca), Electricidad del Estado Bolívar, Electricidad de Valencia (Eeval) y la Compañía Anónima Luz y Fuerza Eléctrica (Califa), en Puerto Cabello.

La empresa estatal Edelca aporta aproximadamente setenta por ciento de la electricidad generada. En 2006 la capacidad instalada de generación eléctrica fue de 22.216 megavatios y hubo una demanda máxima de 15.945 megavatios. De esta capacidad, 66 por ciento proviene de fuentes hidroeléctricas y 34 por ciento de fuentes termoeléctricas.

Capacidad de generación y demanda máxima, 1993-2006 (megavatios)



Fuente: Opsis, boletines informativos mensuales (2006).

El 31 de julio de 2007 se formalizó la creación de la Corporación Eléctrica de Venezuela, con la publicación en la Gaceta Oficial número 38.736, del decreto 5.330, con rango, valor y fuerza de Ley orgánica. La Corporación agrupará a las empresas del sector con el objetivo de solucionar la dispersión operativa y la falta de coordinación en el sector de la generación eléctrica.

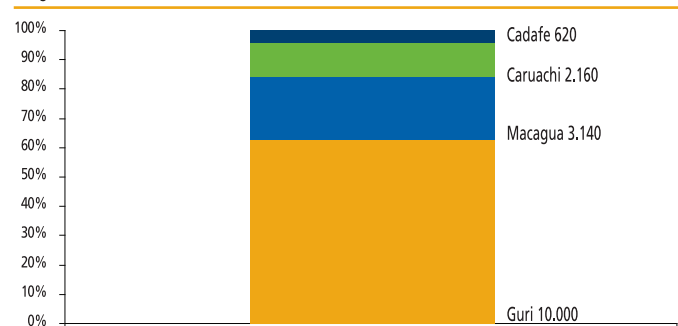
Generación

En 2006 se generaron 110.962 gigavatios hora de electricidad, de los cuales 73,7 por ciento corresponde a hidroelectricidad y 26,3 por ciento a termoelectricidad.

Hidroelectricidad

La mayor parte de la energía generada con recursos hídricos proviene de las presas hidroeléctricas ubicadas en la cuenca de río Caroní, operadas por Edelca. Actualmente esta empresa tiene una capacidad instalada de 15.300 megavatios y una generación promedio anual de 74.800 gigavatios hora. Además, Cadafe tiene una capacidad hidroeléctrica instalada de 620 megavatios. Se espera que para 2010 se incorporen 2.160 megavatios adicionales del complejo hidroeléctrico Tocoma, también ubicado en el Caroní.

Generación instalada hidroeléctrica, 2006 (megavatios)



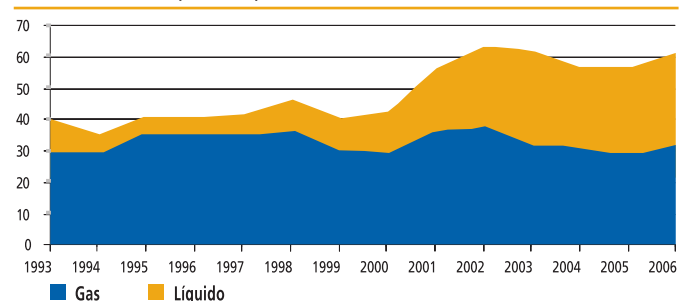
Fuente: Edelca y Cadafe.

Termoelectricidad

La generación termoeléctrica está distribuida entre Cadafe, Enelbar, Enelco, Enelven, EDC, Eeval, Seneca y Turboven.

El parque de generación térmica venezolano emplea tres tipos de combustibles fósiles: gas, gas oil y fuel oil. La proporción del consumo de gas ha ido disminuyendo, mientras que el consumo de gas oil y fuel oil ha aumentado en términos relativos, particularmente en los últimos cinco años. Este resultado es consecuencia de las dificultades de acceso al gas.

Consumo de combustible para generación térmica, 1993-2006 (millones de barriles de petróleo equivalentes)

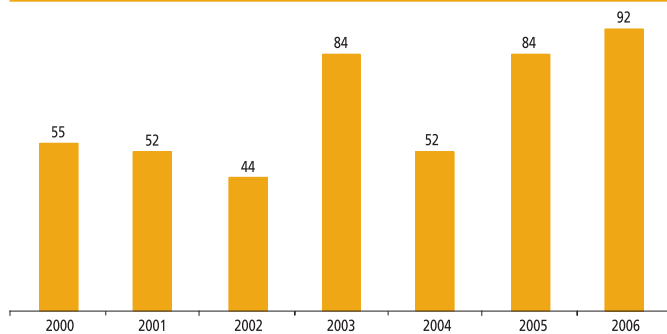


Fuente: Opsis, boletines informativos mensuales (2006).

En 2006 el consumo de combustibles fósiles fue de 61 millones de barriles equivalentes. El gas natural fue responsable de 51 por ciento de la producción termoeléctrica convencional en Venezuela en 2006, mientras que los líquidos, fuel oil y gas oil representaron el 28 y 21 por ciento, respectivamente. Cadafe tiene la mayor capacidad instalada para la producción termoeléctrica (3.070 megavatios).

El número de fallas (eventos con racionamientos mayores a cien megavatios) registradas en 2006 ascendió a 92 en comparación con los 84 eventos ocurridos el año anterior. En el período 2000-2006 el número de fallas promedio fue 66.

Número de eventos con racionamientos mayores a cien megavatios, 2000-2006



Fuente: Opsis.

Transmisión

Las empresas encargadas de la transmisión eléctrica son Edelca, Cadafe, Enelbar, Enelco, Enerven, Seneca, EDC y Elevel. El parque eléctrico venezolano se encuentra interconectado por un sistema de líneas de transmisión y subestaciones que operan con tensiones de 765 kilovatios (2.083 kilómetros), 400 kilovatios (3.321 kilómetros) y 230 kilovatios (5.674 kilómetros) con una longitud total de 11.078 kilómetros, que permiten transportar la energía a los principales centros de consumo en todo el territorio nacional.

Distribución

Las empresas encargadas de la transmisión de energía eléctrica en Venezuela son Edelca, Cadafe, Enelbar, Enelco, Enerven, EDC, Seneca y Elevel.

El 10 de octubre de 2007, el Ministerio de Energía y Petróleo creó las regiones operativas para la actividad de distribución de potencia y energía eléctrica. Según la Gaceta Oficial del 8 de octubre, el país quedará dividido en seis regiones: noreste (formada por Falcón, Lara, Yaracuy y Zulia), norcentral (Aragua, Carabobo, Distrito Capital, Miranda y Vargas), oriental (Anzoátegui, Delta Amacuro, Monagas, Nueva Esparta y Sucre), central (Apure, Barinas, Cojedes, Guárico y Portuguesa), andina (Mérida, Táchira y Trujillo) y sur (Amazonas y Bolívar).

La resolución contempla, además, la transferencia de instalaciones de distribución antes pertenecientes a Cadafe. Éstas pasarán a otras empresas, que serán las nuevas encargadas de su operación y mantenimiento. Enelbar será la encargada de las instalaciones de Carabobo y Yaracuy; Enerven de las de Falcón; Edelca de las de Amazonas y Bolívar; y EDC de las instalaciones de Aragua y Miranda.

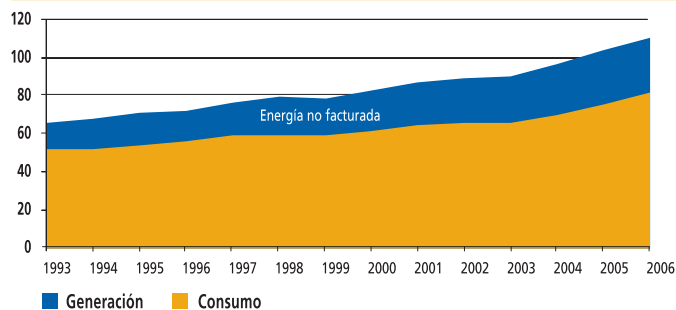
Según la resolución del Menpet, publicada en Gaceta Oficial número 39.785, Planta Centro, la termoeléctrica más grande de América Latina, ubicada en Carabobo, quedará bajo control de Pdvs.

Consumo

El consumo de energía eléctrica ha crecido en promedio en los últimos diez años a una tasa del 3,6 por ciento anual. El año con el mayor crecimiento del consumo fue 2006, con 8,4 por ciento; mientras que el año con menor crecimiento fue 2003, cuando disminuyó en 0,8 por ciento.

Generación y consumo, 1993-2006

(miles de gigavatios hora)

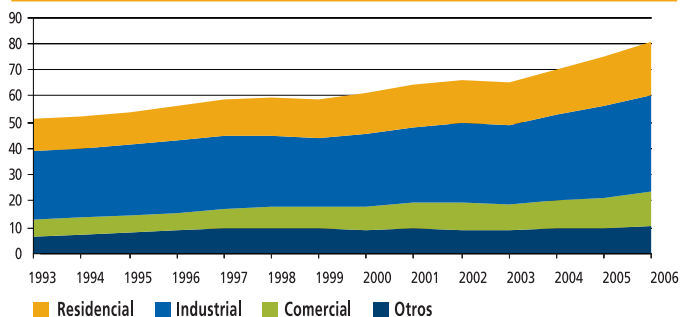


Fuente: Opsis.

El crecimiento del consumo de electricidad acumulado entre 1993 y 2006 fue de 47 por ciento. El consumo acumulado residencial fue de 54 por ciento, el industrial de 38,2 por ciento y el comercial de 64,3 por ciento.

Consumo por sector económico 1993-2006

(miles de gigavatios hora)

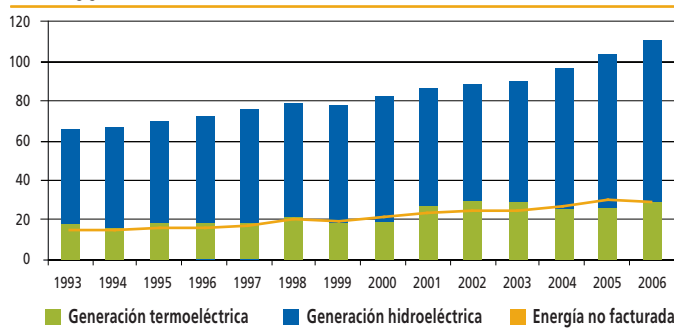


Nota: incluye pérdidas técnicas y robo de energía.

Fuente: Opsis, cálculos propios para el año 2006, basados en un crecimiento de la generación de 8,38 por ciento (según Opsis).

En 2006, de la energía eléctrica generada el 26,7 por ciento no fue facturada; de esta cifra una porción corresponde a pérdidas técnicas, pero la gran parte corresponde a hurto de electricidad. El total de energía no facturada es similar a la generación termoeléctrica total.

Energía eléctrica no facturada 1993-2006
(miles de gigavatios hora)



Fuente: Opsis y cálculos propios.

Inversiones

Entre 2006 y 2007 Cadafe invirtió en la remodelación y construcción de nuevas plantas, lo cual aportará al sistema eléctrico nacional algo más de 1.500 megavatios de potencia en nueva generación. De acuerdo con los planes oficiales, se trata de una inversión de dos mil millones de dólares entre los años 2006 y 2007; para 2009 llegará a los cinco mil millones. En dos años se espera que Cadafe aumente

su capacidad instalada para la generación de electricidad en 45 por ciento. Las inversiones de Cadafe en transmisión entre 2001 y 2006 alcanzan los 381 millones de dólares. Por su parte, las inversiones realizadas por La Electricidad de Caracas entre 2005 y 2006 fueron de 18,11 millones de dólares.

Inversiones de Cadafe en transmisión, 2001-2006

(millones de dólares)

Estado	Inversión
Barinas	59,97
Guárico	55,92
Falcón	44,83
Carabobo	41,27
Anzoátegui	31,50
Mérida	29,30
Portuguesa	22,70
Miranda	21,72
Yaracuy	15,33
Táchira	14,60
Trujillo	13,03
Monagas	11,74
Aragua	8,89
Sucre	5,21
Cojedes	5,09
Total	381,11

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	Pdvs
Reconversión de la Planta 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	3.000	Edelca

Proyectos de distribución eléctrica

Proyecto	Tipo de proyecto	Capacidad de distribución (kilovatios)	Inversión (millones de dólares)	Ejecutor/Inversionista
Ampliación de subestaciones y expansión de líneas de transmisión	Líneas de transmisión y subestaciones	Subestaciones líneas de 115 y 230 kilovatios	272,8	Cadafe

El Gobierno nacional anunció que invertirá cerca de 600 millones de dólares para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica durante 2007, a fin de mejorar la calidad del servicio que se presta a la población. Según fuentes oficiales, esta inversión no aumentará las tarifas de suministro de energía eléctrica en lo que resta del año. Además, se informó que la inversión será financiada por el Fondo de Desarrollo Económico y Social (Fondespa), con un aporte de alrededor de 280 millones de dólares, de los cuales ya se ejecutaron cerca de 190 millones de dólares en 2006, y 130 millones de dólares que serán ejecutados mediante la Ley de endeudamiento público del año 2005. Las prioridades de inversión son transmisión y distribución, debido

a las fallas en todo el país que han afectado, sobre todo, a los estados andinos y del oriente del país.

El Gobierno puso en marcha la Misión Revolución Energética, que reemplazó nueve millones de bombillos de luz blanca en 243.142 locales comerciales, con el objetivo de reducir en ochenta por ciento el consumo de energía por bombillo. La segunda fase de la misión Revolución Energética consistirá en la creación de empresa mixta venezolana-vietnamita para producir 24 millones de bombillos en suelo nacional, que inició operaciones en noviembre de 2007.

Para el 24 de septiembre, la Misión Revolución Energética había cambiado 13.537.436 bombillos incandescentes.

Acuerdos energéticos internacionales

La energía desempeña un papel fundamental en la agenda actual de la política exterior de Venezuela. Las alianzas estratégicas con nuevos socios comerciales como Rusia y China, la promoción de la integración de América del Sur como un bloque económico, los acuerdos de suministro en condiciones especiales con el Caribe, Centro y Sur América, la solidaridad con África, entre otros muchos acuerdos protagonizados por el petróleo venezolano, han contribuido a incrementar el liderazgo regional del presidente Chávez y a potenciar su influencia internacional.

Desde el año 2000, Venezuela ha firmado acuerdos y memorandos de entendimiento para el suministro de combustibles fósiles a países del Caribe y de Centro y Sur América, bien como acuerdos multilaterales o como acuerdos binacionales que establecen condiciones favorables de pago. El primero de estos acuerdos se conoció como el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas. Luego vino la iniciativa de Petrocaribe y posteriormente la Alternativa Bolivariana para América Latina y el Caribe (ALBA). En cuanto al resto del mundo, los acuerdos energéticos que Venezuela ha suscrito abarcan países de África, Asia y Europa, así como Rusia y Bielorrusia.

Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas

Establece el suministro de crudo venezolano, productos refinados y GLP a Panamá, Honduras, Haití y Guatemala (538,37 millones de dólares al año). Ese suministro será objeto de evaluación y ajuste en función de la evolución de las compras de estos países, de las disponibilidades de Venezuela, de las decisiones que adopte la OPEP y de cualquier circunstancia que obligue a Venezuela a cambiar la cuota asignada. Según este acuerdo, el esquema de financiamiento consiste en un plazo de pago de hasta quince años para amortizar el capital, un período de gracia de pago de capital de hasta un año y tasa de interés anual de dos por ciento. El monto de los recursos financiados se determinará con la siguiente escala, de acuerdo con el precio del barril de petróleo:

- 15 dólares: 5 por ciento
- 20 dólares: 10 por ciento
- 22 dólares: 15 por ciento
- 24 dólares: 20 por ciento
- 30 dólares: 25 por ciento

Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas

(precio promedio de cincuenta dólares por barril)

Países	Volumen (miles de barriles diarios)	Factura anual (millones de dólares)
Panamá	8,0	146,00
Honduras	5,0	91,25
Haití	6,5	118,62
Guatemala	10,0	182,50
Total	29,5	538,37

PetroCaribe

PetroCaribe es un acuerdo firmado a finales de 2005 entre Venezuela y trece países del Caribe, que complementa el Acuerdo de San José. De acuerdo con las condiciones actuales, PetroCaribe proporcionará 190.300

barriles diarios de petróleo crudo y productos refinados a la región, financiando hasta 44 por ciento de la factura en un período de 25 años. Si el precio del petróleo varía, los distintos porcentajes de financiamientos se establecieron de acuerdo con la siguiente escala:

- 15 dólares: 5 por ciento
- 20 dólares: 10 por ciento
- 25 dólares: 15 por ciento
- 30 dólares: 20 por ciento
- 35 dólares: 25 por ciento
- 40 dólares: 30 por ciento
- 50 dólares: 40 por ciento
- 100 dólares: 50 por ciento

Así, por ejemplo, si el precio del barril estuviese por debajo de cuarenta dólares, el período de pago sería 17 años, más dos años de gracia. Si el precio del barril excediese los cuarenta dólares, el período de pago sería prolongado a 25 años, que incluyen el período de gracia de dos años, y con intereses de uno por ciento.

Con respecto a pagos diferidos, PetroCaribe permite que las exportaciones de crudo o productos sean pagadas con mercancías y servicios para los cuales ofrecerá tarifas preferenciales. Los productos que Venezuela puede comprar a tarifas preferenciales incluyen artículos tales como azúcar, plátanos u otras mercancías o servicios.

Petrocaribe: países firmantes

(precio promedio de cincuenta dólares por barril)

Países	Volumen (miles de barriles diarios)	Factura anual (millones de dólares)	Financiamiento anual (millones de dólares)
Antigua y Barbuda	4,40	96,40	38,50
Bahamas	-	-	-
Belize	4,00	87,60	35,00
Dominica	1,00	21,90	8,80
Grenada	1,00	21,90	8,80
Guyana	5,20	113,90	45,60
San Vicente y las Granadinas	1,00	21,90	8,80
Surinam	10,00	219,90	87,60
República Dominicana	50,00	1.095,00	488,00
Jamaica	21,00	459,90	184,00
San Cristóbal y Nieves	0,70	21,90	8,80
Cuba*	90,00	1.642,00	732,00
Santa Lucía	1,70	31,02	12,41
Total	190,00	3.833,32	1.658,31

Nota: (*) De los noventa mil barriles diarios suministrados a Cuba, 53 mil corresponden al Acuerdo Energético de Caracas, firmado en 2000. Cuba ha pagado un porcentaje de la factura con productos farmacéuticos, servicios médicos y asesoría técnica a la industria azucarera venezolana.

Aunque Bahamas es miembro de Petrocaribe, al momento de preparar este informe no había datos de su participación en el acuerdo.

Alternativa Bolivariana para América Latina y El Caribe

La Alternativa Bolivariana para América Latina y el Caribe (ALBA) enfatiza la lucha contra la pobreza y la exclusión social. La propuesta del ALBA le otorga prioridad a la integración latinoamericana y a la negociación en bloques subregionales; entre los varios temas tratados, la energía cumple un destacado papel. Los países que han firmado

hasta ahora este tratado son Venezuela, Cuba, Bolivia y Nicaragua.

En materia de petróleo, el ALBA tiene como propósito garantizar un balance en la matriz energética de cada parte signataria mediante la conformación de una matriz energética común. Además, se otorga la participación para la operación conjunta del bloque del ALBA en la Faja Petrolífera del Orinoco, de manera que tengan a su disposición las reservas de petróleo que garanticen el suministro energético de sus respectivos países los próximos 25 años. Para ello se crea la empresa PetroAlba. En la medida en que se incorporen más países, el ALBA se extenderá para garantizar las reservas para el suministro a largo plazo y los beneficios que se derivan de la comercialización a terceros países.

En lo que concierne a gas, se financiarán proyectos —mediante empresas mixtas estatales— para la explotación conjunta del gas y para el desarrollo de la infraestructura de transporte y procesamiento necesaria para su aprovechamiento. Los países acuerdan desarrollar los sistemas de gasoductos requeridos para la expansión del uso del gas en sus territorios.

Se creará la empresa Gran Nacional de Energía, que se ocupará de las áreas de petróleo, gas, refinación, petroquímica, desarrollo de infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución, electricidad, energías alternativas y transporte marítimo, de acuerdo con la soberanía y el marco legal de cada país. La empresa Gran Nacional de Energía se constituirá como una corporación de empresas binacionales de los Estados y su esquema organizacional y administrativo será acordado entre las partes. Con el fin de minimizar los costos transaccionales, las negociaciones serán entre Estados, de manera que priven los criterios del ALBA en toda la cadena de valor de empresa.

Se acuerda crear el Consejo Energético del ALBA, cuya sede estará en Caracas. Este Consejo estará formado por los ministros de energía de los países miembros.

Suramérica

El principal acuerdo energético regional con Suramérica se refiere al Gasoducto del Sur. Mediante el Acta de Caracas, del día 5 de diciembre de 2005, se propuso la firma de dos memorandos de entendimiento para la interconexión múltiple eléctrica y la creación de un gasoducto que fomente la unión energética entre Venezuela, Argentina y Brasil. El Gasoducto del Sur tendrá unos seis mil kilómetros de extensión, de los cuales unos 3.200 kilómetros ya están construidos, pues se propone conectar con otras tuberías de la región. En su etapa inicial se prevé un costo de cuatro mil millones de dólares.

Acuerdos bilaterales

Venezuela-Colombia

Los gobiernos de ambos países acordaron la construcción, por parte de Venezuela, del Gasoducto Transguajiro, con una extensión de 215 kilómetros. El Estado venezolano será su propietario y administrador. El costo supera los 230 millones de dólares. El objetivo es enlazar el Centro de Refinación Paraguaná con la localidad Punta Ballenas, en el territorio colombiano de la Península de la Guajira. La construcción se inició en 2006. Este proyecto servirá para llevar gas desde los yacimientos colombianos frente a la península de Guajira hasta el puerto de Maracaibo. Luego se espera que se invierta la ecuación y sea Venezuela quien exporte gas a Colombia.

Los presidentes de Venezuela y Colombia han sostenido conversaciones para la construcción de un oleoducto hacia puertos en el Pacífico colombiano, con el objetivo de llevar crudo venezolano a Asia.

Venezuela-Argentina

Las empresas estatales Pdvsa y Enarsa formarán una empresa mixta que se encargará de suministrar gasoil industrial y automotor al mercado argentino, por hasta cinco millones de barriles al año, sobre la base de un programa de nominaciones anuales y con ajustes mensuales.

Venezuela-Brasil

Será construida la refinería de Pernambuco, con capacidad para procesar 200 mil barriles de petróleo por día. Será construida en sociedad por las estatales Pdvsa y Petrobras, a un costo de 2.500 millones de dólares, pagado en partes iguales. La refinería generaría unos 230 mil empleos directos durante los cuatro años que durará su construcción.

Venezuela-Paraguay

Venezuela venderá a Paraguay 18.600 barriles diarios de crudo, productos refinados o gas licuado, según el acuerdo energético firmado entre ambos países por un monto cercano a los noventa millones de dólares, con el que se espera cubrir setenta por ciento de la demanda mensual del mercado local, cercana a los 90 mil metros cúbicos. En el contrato se considera financiar el 25 por ciento de la factura a quince años y a una tasa de interés de dos por ciento. En contrapartida, el convenio establece que Paraguay deberá pagar al contado, o en noventa días, 75 por ciento de la facturación, además de prever la posibilidad de canjear el crudo por productos agrícolas o cárnicos. Adicionalmente, se prevé una cooperación técnica para reactivar la obsoleta planta de refinamiento de Petropar, en Villa Elisa, a las afueras de Asunción, que sólo puede procesar siete mil barriles diarios.

Venezuela-Uruguay

Se creó el Fondo Petrolero mediante el cual se financiarán proyectos energéticos en Uruguay. Venezuela hizo un aporte de siete millones de dólares a la estatal uruguaya ANCAP para desarrollar proyectos de manufactura de combustible y producción de etanol. Con este acuerdo se prevé la generación de tres mil empleos directos y la plantación de diez mil hectáreas de caña de azúcar para producir quince mil metros cúbicos por año de etanol a partir de 2009.

Además, se entregaron 10,3 millones de dólares para financiar el Memorando de Entendimiento suscrito entre Cadafe y la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas de Uruguay, para la optimización y transparencia de la gestión y el fortalecimiento de Cadafe.

En el marco de PetroSur, se creó en honor a los próceres de Venezuela y Uruguay el Fondo Bolívar y Artigas (FONBA), mediante el cual se transfirieron tres millones de dólares para la construcción y dotación de un centro de atención para niños y para la compra de maquinaria y capital de trabajo para pequeñas empresas en el sector textil, alimentos y construcción.

Se estableció el traspaso de diez millones de dólares destinados a apoyo financiero para el Hospital de Clínicas y el Centro Oncológico del Ministerio de Desarrollo Social de Uruguay, ubicados en Montevideo.

Por último, Venezuela invertirá hasta mil millones de dólares en la ampliación y modernización de la única refinería de petróleo de Uruguay.

Venezuela-Ecuador

Venezuela concedió un préstamo de 660 mil barriles de petróleo para superar la crisis generada por las protestas en los campos petroleros amazónicos. Pdvsa resolvió no cobrar nada y concedió un período de gracia para la devolución de los barriles, que deberá hacerse en seis meses o en el momento en que se normalice la producción petrolera en Ecuador.

Venezuela-Chile

Se estableció un acuerdo entre Pdvsa y la empresa chilena estatal Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) para la cuantificación y certificación de reservas del Bloque Ayacucho 5 en la Faja Petrolífera del Orinoco.

Acuerdos con el resto del mundo

África

Venezuela ha suscrito acuerdos con Gambia, Angola y Mali. Pdvsa y la empresa National Petroleum Company, de Gambia, promoverán las exploraciones costa afuera en búsqueda de petróleo y gas en las costas de ese país y facilitarán el intercambio tecnológico entre ambas empresas. Con Angola se suscribió un convenio para la promoción y el desarrollo conjunto de la industria petrolera en ambos países. El acuerdo incluye intercambio de información sobre políticas petroleras, estructuras jurídicas y reglamentos de la industria. Por último, con Mali se firmó un acuerdo general de cooperación en materia de hidrocarburos.

China

1. Cuantificación de las reservas en el bloque Junín 4, entre Pdvsa y la estatal China National Petroleum Corporation (CNPC).
2. "Fondo Estratégico Pesado", en el que Venezuela aporta seis mil millones de dólares y China dos mil millones.
3. Convenio de cooperación por diez millones de yuanes aportados por China.
4. Contrato de suministro de 320 mil barriles diarios, a cambio de asesoría tecnológica por parte de China.
5. Constitución de una empresa mixta de transporte marítimo con participaciones iguales entre Pdvsa y CNPC.
6. Firma del contrato de suministro entre Pdvsa y China National United Oil Corporation. Este acuerdo tiene por finalidad el suministro de fuel oil para el mercado chino.
7. Memorando de entendimiento entre Pdvsa y China National United Oil Corporation para los hidrocarburos. La finalidad de este memorando es fortalecer las relaciones energéticas entre ambos países y todo lo relacionado con la explotación, exportación, producción, comercialización y distribución de crudo.
8. Estudio de cuantificación y certificación de reservas de los yacimientos existentes en el bloque Junín 8 de la Faja Petrolífera del Orinoco, entre Pdvsa y Sinopec.
9. Firma del acuerdo de alianza para el transporte de crudos entre PDV Marina y Petrochina Company. El objeto del acuerdo es constituir una empresa mixta para el transporte de productos hasta el continente asiático.

Vietnam

Cuantificación de reservas en el bloque Junín 2 entre Pdvsa y Petrovietnam.

India

1. Como parte de la política de diversificación de mercados de Venezuela, se prevé enviar dos millones de barriles mensuales a la India.
2. Cuantificación de las reservas en el bloque Junín, entre Pdvsa y Oil & Natural Gas Corp (ONGC).

Indonesia

Memorando de entendimiento para la construcción de una refinería en Indonesia. Pdvsa y la estatal Indonesia Nordic proveerán, cada una, la mitad del crudo y 25 por ciento del costo del capital de la refinería.

Malasia

Cuantificación de las reservas en el bloque Boyacá 5 entre Pdvsa y Petronas.

Irán

1. Empresa mixta entre Pdvsa y Petropars, encargada de la exploración del bloque Ayacucho 7.
2. Fondo Estratégico por dos millones de dólares aportados en partes iguales por ambos países.
3. Constitución de la empresa mixta Venezirian Oil Company, entre Pdvsa y Sadra América Latina C.A.
4. Centro de Capacitación Petroquímica.
5. Contrato de servicio de evaluación técnica en áreas de la Faja Petrolífera del Orinoco y del Proyecto Gasífero Mariscal Sucre, entre Pdvsa y Petropars.
6. Constitución de empresas mixtas relacionadas con el sector hidroeléctrico.

Siria

Construcción de una refinería.

Europa

PDV Europa, filial de Pdvsa, y el Ayuntamiento de Londres acordaron el suministro de cincuenta millones de litros de diesel venezolano al año a la empresa Transporte de Londres, cifra que representa veinte por ciento del consumo anual de esa ciudad. Mediante esta negociación directa, se estipula un ahorro de cincuenta por ciento en el pasaje a unos 250 mil londinenses a partir de julio de 2007, particularmente, personas de escasos recursos. El ahorro se calcula en, aproximadamente, 280 libras al año por persona (unos 550 dólares). A cambio, Caracas recibirá asesoría en el diseño y ejecución de proyectos en materia de transporte, seguridad, vivienda, saneamiento y protección ambiental, manejo de desechos y promoción del turismo y actividades culturales. El acuerdo fue firmado en presencia del canciller Nicolás Maduro por el vicepresidente de Pdvsa, Alejandro Granado, y el alcalde de Londres, Ken Livingstone.

PDV UK, otra filial de Pdvsa, lanzó el Plan Europa, con el cual se busca promover la inversión directa y la formación de alianzas estratégicas con contratistas y empresas de suministro europeo, además de estimular la transferencia de conocimiento y prácticas del negocio petrolero. En una primera fase, se buscará el acercamiento con Noruega, el Reino Unido, España, Italia y Francia.

Rusia

1. Cuantificación y certificación, con participación de Pdvsa, de los bloques Junín 3 y Ayacucho 3, en colaboración con las rusas Lukoil y Gazprom, respectivamente.

2. Dos licencias de exploración y explotación de gas durante la primera ronda del Proyecto Rafael Urdaneta, en la que participan Pdvsa y Gazprom.
3. Siete memorandos de entendimiento para identificar y evaluar potenciales proyectos de hidrocarburos.
4. Convenio de estudio, cuantificación y certificación de reservas en el bloque Ayacucho 2 de la Faja del Orinoco entre Pdvsa y la rusa TNK-BP Management.
5. Documento que contempla la compra de veinte mil toneladas de tubos para fortalecer la infraestructura petrolera.
6. Firma de un convenio, por parte de una empresa venezolana, para producir y comercializar sellos mecánicos y bombas sumergibles para petróleo de alta densidad.

Bielorrusia

1. Cuantificación y certificación de reservas en el bloque Junín 1, entre Pdvsa y Belurasneft.
2. Acuerdos de cooperación energética y petroquímica entre ambos gobiernos.

3. Constitución de una empresa mixta que recopile y procese datos sísmicos, entre Pequiven y las empresas bielorrusas Belaz y "Maz" Rue.
4. Protocolo de intención entre ambos gobiernos para gasificar ciudades y expandir el negocio de gas licuado de petróleo y gas natural para vehículos.

Portugal

1. Alianza con la portuguesa Galp Energía, encargada a largo plazo de suministrar 96 mil barriles diarios, es decir, treinta por ciento de las necesidades de petróleo de Portugal.
2. Acuerdo de participación de Galp en la extracción de gas costa afuera en Venezuela, así como en la instalación de una terminal de licuefacción de gas natural en el Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho.
3. Participación de Pdvsa en las refinerías de Portugal para tratar el petróleo pesado proveniente de Venezuela.
4. Cuantificación y certificación por parte de Galp del bloque Boyacá 6 en la Faja del Orinoco.

El Centro Internacional de Energía y Ambiente tiene como propósito 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

Francisco J. Monaldi - Coordinador Académico
francisco.monaldi@iesa.edu.ve

Richard Obuchi - Profesor
richard.obuchi@iesa.edu.ve

Stefania Vitale - Investigadora
stefania.vitale@iesa.edu.ve

Manuel Lepervanche - Asistente
manuel.lepervanche@iesa.edu.ve

Este documento fue elaborado por
Stefania Vitale y María E. Miquilena,
con la colaboración de
Giancarlo Lazzaro, Manuel Lepervanche
y Mikel Badiola.

La coordinación estuvo a cargo de
Francisco J. Monaldi y Richard Obuchi.

EL CENTRO INTERNACIONAL DE ENERGÍA Y AMBIENTE
es patrocinado por

Shell
Mercantil
AES
CAF
Petrobras



Diseño gráfico: Artefacto Gráfico C.A.
artefacto@interlink.net.ve
artefactografico2007@gmail.com

Corrección: Virgilio Armas Acosta

Impresión: Editorial Arte S.A.

Tiraje: 16.000 ejemplares

Impreso en Venezuela

Dirigido a gerentes de áreas funcionales de la industria del petróleo y del gas natural, empresas de servicios, contratistas, consultores, sector bancario u otras empresas relacionadas, que deseen expandir y mejorar sus habilidades gerenciales, así como su conocimiento sobre aspectos técnicos y económicos de la industria, sus instituciones, regulaciones e impacto en la economía nacional. Adicionalmente, se tratan temas de actualidad tales como energía, ambiente y el futuro del negocio de los hidrocarburos.



GERENCIA Y LIDERAZGO RESPONSABLE

“El Centro Internacional de Energía y Ambiente sirve de nexo entre las necesidades prácticas del sector y las necesidades académicas de investigación. De esta manera contribuye a fortalecer el conocimiento y la práctica del negocio de los hidrocarburos en Venezuela”

Noel Kotorowych

Planificador Senior
Petrobras Energía Venezuela

PROGRAMA INTERNACIONAL DE **GERENCIA DEL NEGOCIO DE LOS HIDROCARBUROS**

Para mayor información

Telfs.: +58 (0212) 555 4351
555 4254
555 4236
555 4459
555 4529
555 4461

Fax: +58 (0212) 555 4491
552 8132



Única institución en Venezuela acreditada internacionalmente por AACSB y AMBA



Miembro de UNICON

