

VENEZUELA

La energía en cifras 2008

EL SECTOR PETROLERO

EL SECTOR DEL GAS

EL SECTOR ELÉCTRICO

ACUERDOS ENERGÉTICOS INTERNACIONALES

Índice

EL SECTOR PETROLERO 3

EL SECTOR DEL GAS 34

EL SECTOR ELÉCTRICO 50

ACUERDOS ENERGÉTICOS INTERNACIONALES 62

Introducción

El CIEA en su tarea de difundir información en las áreas de energía y ambiente, pone a la disposición del público en general el reporte **Venezuela: La Energía en Cifras**, en el cual se presentan de manera simple y resumida los aspectos más relevantes del sector de la energía en Venezuela.

La presente edición corresponde al periodo 2007-2008 y está dividida en cuatro secciones que contienen las cifras y cambios más importantes ocurridos durante estos dos años en el ámbito energético venezolano.

La primera sección está dedicada al sector petrolero y considera características así como estadísticas fundamentales de este sector como lo son el marco legal y regulatorio, las reservas, la producción, la inversión, los diferentes proyectos petroleros y los términos de los contratos.

La segunda sección corresponde al sector del gas y realiza un recorrido descriptivo por esta industria, destacando los niveles de producción y reservas de este hidrocarburo. Así mismo, muestra de manera resumida los principales proyectos gasíferos adelantados en el territorio nacional.

La tercera sección se concentra en el sector eléctrico y, además de las características más importantes del sector, presenta datos relevantes como capacidad instalada, demanda eléctrica y cifras referidas a la cadena de valor, transmisión y distribución, además de los proyectos eléctricos planificados en el país.

El informe concluye con una sección que resume los acuerdos y alianzas estratégicas que el Estado venezolano suscribió en materia energética con diferentes países y entidades alrededor del mundo.



El sector petrolero

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO EN 2008

- Reservas de crudo convencional (liviano, mediano y pesado): 41 mil millones de barriles, de acuerdo con cifras oficiales
- Reservas de crudo extrapesado: 131 mil millones de barriles, de acuerdo con cifras oficiales
- Producción: 2,56-3,27 millones de barriles diarios en promedio, según fuentes internacionales y cifras oficiales, respectivamente
- Capacidad mundial de refinación de Petróleos de Venezuela, S.A. (Pdvsa): 3 millones de barriles diarios
- Consumo interno: 580-719 mil barriles diarios, según cifras oficiales y fuentes internacionales, respectivamente

Situación Petrolera 2008

		Reservas (miles de millones de barriles)	Producción (millones de barriles diarios)	Consumo (miles de barriles diarios)
Mundo		1.331	81,8	84.455
América		267	19,8	29.654
Venezuela	Crudo convencional	41	2,2-2,4	580-719
	Crudo extrapesado	131	0,4-0,8	
	Total	172	2,6-3,2	
Venezuela / América (En reservas: sólo incluyen crudo convencional)		15%	13% - 16%	2% - 2,4%
Venezuela / Mundo (En reservas: sólo incluyen crudo extrapesado)		3%	3% - 4%	0,7% - 0,9%
Venezuela / América (Incluye reservas de crudo convencional y extrapesado)		64%		
Venezuela / Mundo (Incluye reservas de crudo convencional y extrapesado)		13%		

Fuentes: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008, BP Statistical Review of World Energy 2009; Reporte mensual del mercado petrolero de la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP) de enero de 2009 y cálculos propios.

Nota 1: El total de reservas mundiales y de América corresponden a las cifras según el BP Statistical Review of World Energy 2009, e incluyen las reservas de crudo extrapesado de la Faja del Orinoco de Venezuela según lo reportado en el Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008.

Nota 2: Pdvsa asume un factor de recobro de 20% como valor mínimo de recuperación.

Nota 3: Se presume que los 80 mil millones de barriles con los que contaba Venezuela hasta 2006 no correspondían a crudo convencional en su totalidad como se asumió en ediciones anteriores. De acuerdo con el Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008, las reservas de crudo convencional totalizan 41 mil millones de barriles debido al desarrollo de las reservas pero también a la reclasificación. Adicionalmente, como producto del proceso de certificación de reservas, el total de reservas de crudo extrapesado se ha incrementado y totalizan para el año 2008 una cantidad de 131 mil millones de barriles.

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)¹. 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 convencional². Mediante estos contratos se regulan las actividades y condiciones de las empresas que migraron de los convenios operativos existentes hasta el 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 -al menos 60%- 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. 5.200³. Establece la 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. La Corporación Venezolana del Petróleo, S.A., u otra filial de Petróleos de Venezuela, S.A., es la empresa estatal accionista de las Empresas Mixtas, correspondiéndole como mínimo, en cada una de ellas, una participación accionaria del sesenta por ciento (60%).
- Acuerdos⁴ para la constitución de las empresas mixtas tanto nuevas como producto de la migración de viejos esquemas contractuales. Estos acuerdos establecen el derecho a ejercer las actividades primarias, la mayoría accionaria y la delimitación de las áreas de explotación.

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.

1 Ley Orgánica de Hidrocarburos (Gaceta Oficial; G.O. N° 37.323 del 13/11/01). Ley de Reforma Parcial del Decreto N° 1.510 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos (G.O. N° 38.443 del 24/05/06).

2 Ley de Regulación de la Participación en las Actividades Primarias previstas en el Decreto N° 1.510 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos (G.O. N° 38.419 del 18/04/06). Acuerdos de la Asamblea Nacional mediante los cuales se aprueba la constitución de las empresas mixtas que en ellos se mencionan (G.O. N° 38.430 del 05/05/06) Términos y Condiciones para la Creación y Funcionamiento de las Empresas Mixtas (G.O. N° 38.410 del 31/03/06).

3 Ley de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco, así como los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas (G.O. N° 38.632 del 26/02/07). 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 (G.O. N° 38.785 del 08/10/07).

4 Varias Gacetas Oficiales que establecen el decreto de transferencia de la operación y los activos (No. 38.846; 38.847; 38.851; 38.852; 38.884)

- Principales empresas operadoras extranjeras. BP, Belarusneft, Chevron, China National Petroleum Corporation (CNPC), Enarsa, ENI, GALP, Gazprom, Harvest – Vinccler, Lukoil, Mitsubishi Oil, ONGC Videsh, Petrobras, PETRONAS, Qatar Petroleum, Repsol, Royal Dutch Shell, Statoil, Teikoku (c), Total y Veba Gas and Oil.

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. Los nuevos contratos de asociación que se han firmado posterior a la migración, han adoptado el esquema de empresas mixtas con mayoría accionaria y control operativo del Estado.

Marco fiscal

La tributación general aplicable a cualquier empresa operadora está determinada por lo previsto en la Ley de Impuesto Sobre la Renta (“LISLR”)⁵ y en el régimen de regalía e impuestos establecidos en el Capítulo VI de la LOH. Adicionalmente, de acuerdo al Artículo 36 de la LOH, en aquellos instrumentos mediante los cuales se otorga el derecho a realizar actividades; se podrán establecer ventajas especiales para la República, tales como el aumento de la regalía, las contribuciones u otras contraprestaciones previstas en la misma Ley, el empleo y cesión de nuevas y avanzadas tecnologías.

- Impuesto sobre la renta: 50%.
- Regalías: tasa aplicable a la explotación de petróleo convencional, 30%. La tasa aplicable a la explotación de petróleo extrapesado puede ser menor a 30%, pero depende de ciertos factores. En particular, la tasa puede rebajarse si se demuestra que un yacimiento maduro, de petróleo extrapesado o de mezcla de bitúmenes de la Faja del Orinoco, no es económicamente explotable con una tasa de regalía de 30%. En los dos primeros casos, la tasa de regalía puede ser hasta de un valor mínimo de 20% y en el tercer caso hasta 16 2/3%. El Ejecutivo Nacional está facultado para restituir la regalía, total o parcialmente, hasta alcanzar nuevamente 30%, cuando se demuestre que la rentabilidad de los proyectos puede mantenerse bajo dichas condiciones (LOH-Artículo 44).
- Impuestos superficiales: Consiste en el pago anual de cien unidades tributarias por kilómetro cuadrado de la extensión superficial otorgada que no se estuviese explotando. Este impuesto se incrementará anualmente dos por ciento durante los primeros cinco años y cinco por ciento en los años subsiguientes.
- Impuesto de extracción: Consiste en el pago equivalente a un tercio del valor de los hidrocarburos líquidos extraídos en el área delimitada, calculado sobre la 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, y en

5 Publicada en Gaceta Oficial Extraordinaria N° 5.556, del 28 de diciembre de 2001.

Contribución Especial sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos: ¿Mayor progresividad fiscal?

El nuevo tributo, creado en 2008, busca incrementar la participación fiscal del Estado en el ingreso petrolero cuando los precios superan ciertos niveles que se consideran “extraordinarios”. Este impuesto permite, como es razonable, que el fisco tenga una participación creciente a medida que los precios suben. A precios altos, el esquema fiscal es progresivo, es decir a mayor ganancia mayor participación del Estado. En la práctica, el impuesto funciona como una regalía adicional a aplicarse cuando los precios superan un determinado nivel. Cuando el precio supera \$70 para la cesta venezolana, se aplica una sobre-regalía de 50% sobre el ingreso producto de la diferencia entre el precio real de la cesta (entre \$70 y \$100) y \$70. Si el precio sube por encima de \$100 se aplica adicionalmente 60% a la diferencia entre el precio real y \$100. Sin embargo, esta regulación no corrige la excesiva participación fiscal en las ganancias a niveles bajo de precio, el esquema fiscal es regresivo a medida que caen los precios.

El régimen fiscal del petróleo, vigente antes de la adopción del nuevo tributo, está basado en una regalía/impuesto de explotación de 33,3% del ingreso bruto, más un impuesto sobre la renta (ganancia) de 50%. La regalía es deducible del pago del ISLR. El problema del régimen fiscal, sin la contribución especial, es que por mucho que suba o baje el precio del petróleo, la participación marginal del Estado en el ingreso petrolero es siempre la misma (66,6%). Lo lógico es que a mayores rentas la participación marginal debería ser mayor. Peor aún, la participación fiscal promedio sobre las ganancias cae a medida que el precio sube. Por ejemplo, asumiendo un costo por barril de US\$ 10, con un precio por barril de US\$ 20 la participación fiscal efectiva sobre la ganancia es de 82%, pero con un precio de US \$ 50 cae a 71%. Esto indica que el esquema es regresivo, es decir que las ganancias son pechadas proporcionalmente menos a medida que las mismas aumentan. Por tanto, antes de la contribución especial, cuando subía significativamente el precio, una porción muy importante de las rentas extraordinarias quedaba en manos del operador, sin generar incentivos adicionales a invertir. Esto es lo que el Ejecutivo ha querido corregir con la aprobación del nuevo impuesto a los precios extraordinarios. Sin embargo, al no corregir la regresividad a precios bajos, el esquema fiscal actual es demasiado oneroso cuando los precios caen significativamente.

Fuente: Monaldi, F. y A. Daza. Revista Mene.

el caso que aplique, junto con la regalía que esté pagando bajo la condición de ventaja especial. La ventaja especial se refiere a que al momento de calcular el impuesto de extracción, el contribuyente tiene derecho a deducir lo que hubiese pagado por regalía, incluso la regalía adicional que esté pagando. El contribuyente tiene también 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, este impuesto representa una regalía adicional de 3,33 por ciento que deben pagar Pdvsa y los proyectos de la Faja. Este impuesto podría no aplicar o ser equivalente a cero por ciento para un año en particular, en los casos en los que la suma del monto a pagar por regalía, más el monto a pagar por impuestos, más el monto equivalente al uno por ciento de las utilidades que es destinado a inversiones en un año; sea mayor al valor de los hidrocarburos extraídos de ese año.

- Impuesto al consumo propio: Consiste en un impuesto equivalente al 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:** Es un impuesto que se aplica al uno por mil (0,1 por ciento) del valor (con base en el precio de venta) de los hidrocarburos exportados de cualquier puerto desde el territorio nacional. 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.
- **Ley de Contribución Especial sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos:** Este tributo se hace efectivo si el precio promedio mensual de la cesta venezolana de crudo supera los US \$ 70 por barril en el mes anterior. En estas condiciones, se pagará una sobre-regalía de 50% sobre el diferencial del valor de las ventas entre el precio real promedio de la Cesta Venezuela y el precio de referencia de US \$ 70. En caso de que el precio supere los US \$ 100, la sobre-regalía será de 60% sobre el diferencial por encima de US\$ 70. En la práctica, el impuesto funciona como una regalía adicional que se activa cuando los precios superan ciertos niveles. El pago de estas sobre-regalías, al igual que el de la regalía tradicional, es deducible del ISLR.

Marco fiscal aplicable sólo a las empresas mixtas

Según lo previsto en el acuerdo de las empresas mixtas de la Asamblea Nacional, estas empresas reciben un mismo tratamiento fiscal, indistintamente del contrato suscrito con cada una. Si bien en la práctica estas disposiciones funcionan como instrumentos fiscales adicionales a los estipulados en el marco fiscal general, aplicables en este caso sólo a las empresas mixtas operadoras, estas disposiciones están en la Ley bajo el nombre de 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 además 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 impuesto, 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.

PRECIOS DEL PETRÓLEO

Evolución en 2008

Durante el año 2008, los precios tuvieron un comportamiento significativamente volátil, al obtenerse diferenciales de más de 100 dólares para un mismo tipo de crudo a lo largo del año. Tras un largo período de altos precios y luego de que el marcador de referencia mundial para la cotización de crudo convencional, el West Texas Intermediate (WTI), alcanzase el valor histórico de 147 dólares por barril en julio de 2008, el nivel de los precios petroleros cayó abruptamente hacia finales de 2008.

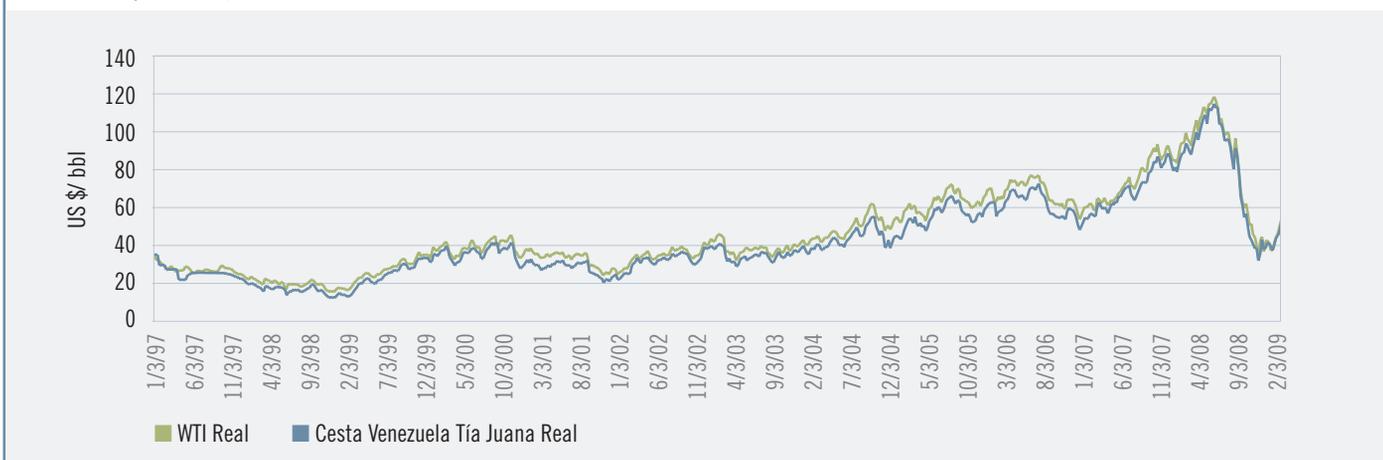
Valores promedios, máximos y de cierre, de los precios del petróleo, 2008

Valor	WTI	Cesta OPEP	Cesta Venezuela Tía Juana
Valor promedio	100,18	95,71	95,69
Valor máximo	142,52	137,18	137,98
Valor de cierre de año	32,98	37,72	32,06

Fuente: Energy Information Administration (EIA) y cálculos propios.

Evolución de los Precios WTI y Cesta Petrolera Venezuela, 1997-2009

(Dólares por barril, dólares constantes de 2008)



Fuente: Energy Information Administration (EIA).

Nota: Cesta Petrolera Venezuela corresponde a la cotización del tipo de crudo Tía Juana.

Tendencia en 2009

Luego de observarse una fuerte tendencia a la baja desde la segunda mitad de 2008, los precios han estado recuperándose desde el mes de abril de 2009. En la semana del 25 al 19 de junio, los principales indicadores de referencia promediaron un nivel muy por encima de sus valores de cierre en 2008. La cesta petrolera venezolana registró un promedio de 64,58 dólares por barril, el precio WTI un valor promedio de 71,11 dólares por barril y la cesta OPEP y el precio Brent de 69,80 y 70,66 dólares el barril, respectivamente.

Período	Cesta Venezuela	Cesta OPEP	WTI	Brent
2007	64,74	69,08	72,24	72,59
2008	86,81	94,45	99,90	98,54
I trimestre 2008	85,19	92,72	97,72	96,36
II trimestre 2008	105,32	117,65	123,50	122,40
III trimestre 2008	110,25	114,42	118,93	117,68
IV trimestre 2008	46,67	53,25	59,70	57,97
Año 2009	57,02	60,82	61,82	62,55

Fuente: www.menpet.gob.ve, el día 21 de junio de 2009.

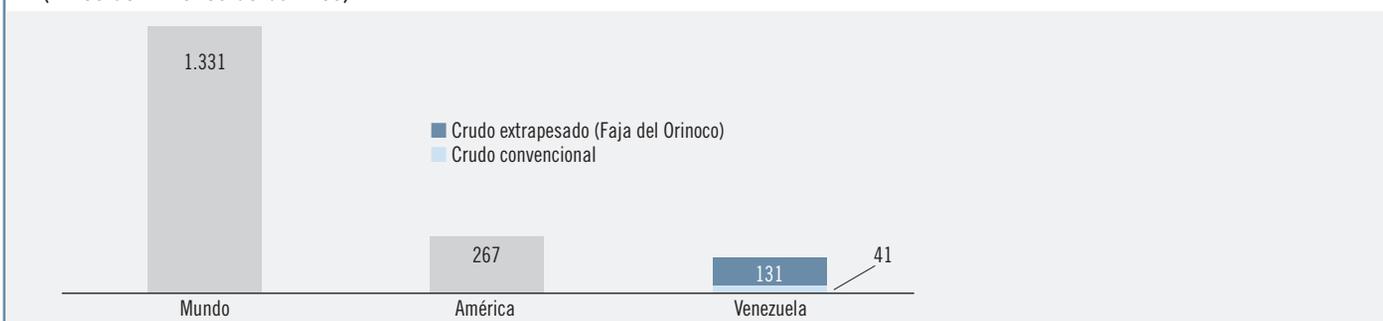
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Reservas 2008

De acuerdo a cifras oficiales, las reservas de crudo de Venezuela son las más grandes de América y las segundas a escala mundial. Según el Informe de Gestión de PDVSA de 2008, las reservas probadas de petróleo se ubicaron en 172 mil millones de barriles en 2008, bajo el cálculo de PDVSA de un factor de recobro de mínimo 20%. Esta cifra representa 64 por ciento de las reservas de crudo del continente americano y 13 por ciento de las reservas del mundo. Las reservas de petróleo de nuestro país están distribuidas de la siguiente manera: 20,3 mil millones de barriles en la cuenca Maracaibo-Falcón; 1,6 mil millones de barriles en la cuenca Barinas-Apure; 150,4 mil millones de barriles en la cuenca Oriental y, 0,75 mil millones de barriles en la de Carúpano. De la cuenca Oriental 133,4 mil millones de barriles corresponden a las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco, de las cuales 3,5 son reservas de crudo pesado y 129,9 mil millones de barriles son reservas de crudo extrapesado.

Reservas de petróleo, 2008

(miles de millones de barriles)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2009 y el Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008.

Nota 1: El total de reservas mundiales y el de América corresponden a las cifras del BP Statistical Review of World Energy de 2008, e incluyen las reservas de crudo extrapesado de la Faja del Orinoco de Venezuela según lo reportado por el Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008.

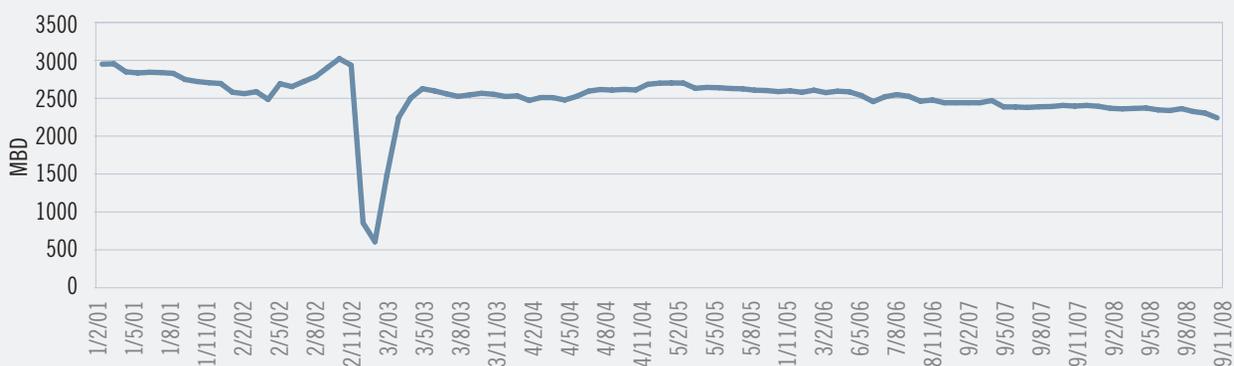
Nota 2: Pdvsa asume un factor de recobro de 20% como valor mínimo de recuperación.

Nota 3 A: Se presume que los 80 mil millones de barriles con los que contaba Venezuela hasta 2006 no correspondían a crudo convencional en su totalidad como se asumía en ediciones anteriores. De acuerdo con el Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008, las reservas de crudo convencional totalizan 41 mil millones de barriles debido al desarrollo de las reservas pero también a la reclasificación. Adicionalmente, como producto del proceso de certificación de reservas, el total de reservas de crudo extrapesado se ha incrementado, totalizando para el año 2008 una cantidad de 131 mil millones de barriles.

Producción en el año 2008 según fuentes internacionales

De acuerdo con el reporte mensual del mes de enero de 2009 de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), la producción de petróleo de Venezuela en 2008 fue de 2,3 millones de barriles diarios, 1,9 por ciento menor que en 2007. Este nivel de producción según OPEP contabiliza en un mismo monto la producción de crudo convencional y la producción de crudo extrapesado de la Faja, luego de haber sido procesado en los mejoradores. La cifra no incluye lo equivalente a líquidos condensados y líquidos asociados al gas natural, que otras fuentes internacionales como BP suelen consolidar en una sola cifra. Ese monto adicional se estima en 300 mil barriles diarios aproximadamente.

Producción mensual de crudo en Venezuela, diciembre de 2001-diciembre de 2008



Fuente: Reporte mensual del mercado petrolero de la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP) de enero de 2009.
Nota: No incluye la producción equivalente a líquidos condensados y gas natural líquido.

De acuerdo con el anuario estadístico de BP 2009, la producción de petróleo de Venezuela fue de 2,57 millones de barriles diarios en 2008, al incluir los líquidos asociados al crudo y gas natural. Ese nivel de producción representa aproximadamente trece por ciento de la producción hemisférica y tres 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 nueve años. La producción ha caído en aproximadamente 10 por ciento desde su valor en el año 1998 con respecto a 2008.

Producción y reservas petroleras en Venezuela, 1980-2008



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2009

PDVSA: Producción, consumo y reservas de petróleo en Venezuela, 1980-2008

De acuerdo con cifras oficiales, la producción fue de 3,26 millones de barriles diarios en 2008 al incrementarse en 4% con respecto a 2007, año en que la producción fue de 3,15 millones de barriles diarios. Con respecto al consumo, PDVSA reportó para 2008 un total de 580 mil de barriles diarios.

Producción y reservas de petróleo en Venezuela, 1980-2008. PDVSA



Fuente: Ministerio de Energía y Petróleo en Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE, 1964-2006) y el Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008 (*).

Nota 1: El nivel de reservas refleja las correspondientes a crudo convencional más las reservas de crudo extrapesado certificadas hasta el año 2008, tomando en cuenta el factor de recobro mínimo del 20% utilizado por PDVSA.

Nota 2: La producción de petróleo incluye condensados en formación y crudo extrapesado para la formación de Orimulsion

Inversión

Entre el período 1997 y 2006, la inversión en la industria petrolera por parte de PDVSA creció significativamente. En 9 años se invirtieron más de 48 mil millones de dólares.

Inversión petrolera en Venezuela, 1990-2006

(Millones de dólares; calculado en base a dólares de 2007)



Fuente: Ministerio de Energía y Petróleo (PODE 2006)

Otro indicador que ilustra de forma aproximada la magnitud de la inversión en exploración y producción de hidrocarburos es el número de taladros activos. Entre 2005 y 2008, la activación y retiro de estos equipos fue relativamente volátil: el número de taladros en operación osciló entre 55 y 84. Para enero de 2009 los equipos se redujeron a 74. El número de taladros y la magnitud de la producción han evolucionado en la misma dirección, lo que implica que cuando se ha invertido o se ha dejado de invertir en la actividad productora mediante la incorporación o desactivación de taladros respectivamente, la inversión se ha traducido en aumentos o caídas de la producción petrolera en períodos posteriores.

Taladros operativos de petróleo y gas, enero 1995 - enero 2009

(unidades)



Fuente: Baker Hughes International Rig Count.

Taladros operativos y producción petrolera diciembre de 2001-diciembre de 2008



Fuente: Baker Hughes International Rig Count y el Reporte mensual del mercado petrolero de la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP) de enero de 2009

Las empresas extranjeras y la producción en 2008

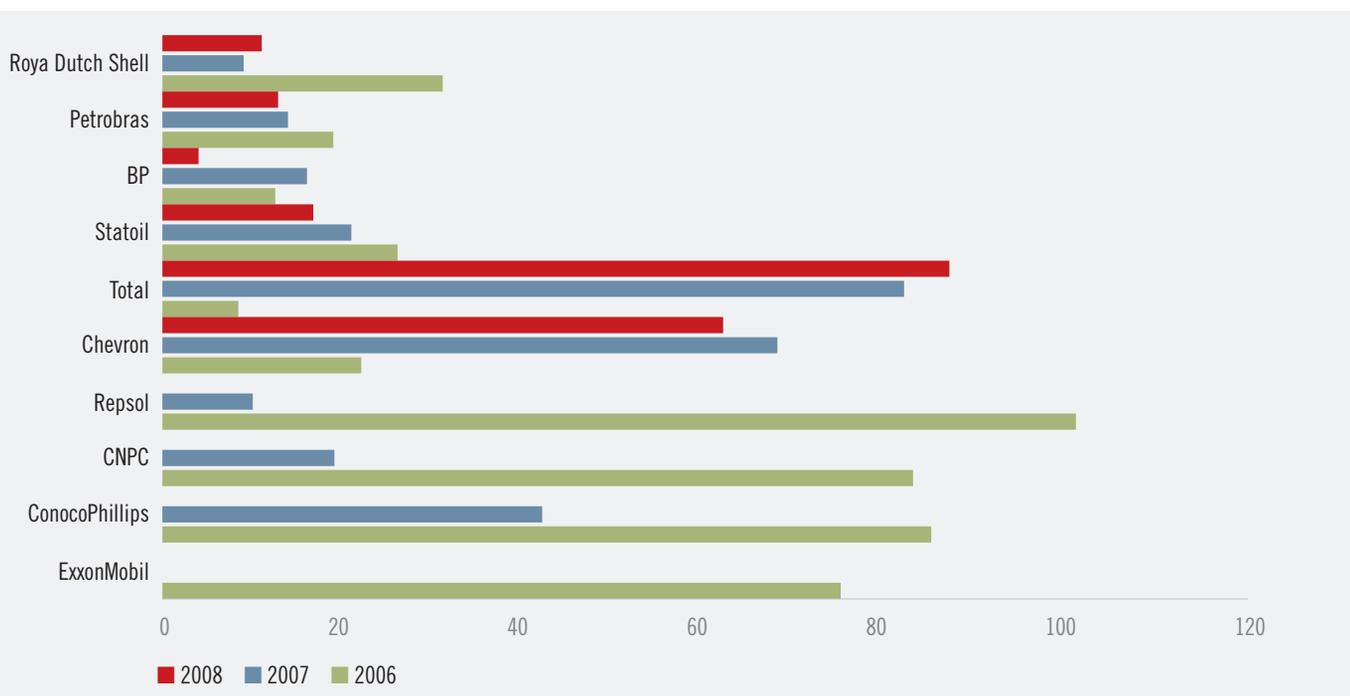
De acuerdo a los reportes presentados ante la Comisión de Valores de los Estados Unidos (SEC) por diferentes compañías petroleras, China Petroleum (CNPC) lidera la producción de crudo a escala mundial, con el 13 por ciento del grupo de empresas extranjeras de las cuales se obtuvieron datos de producción, junto con la norteamericana Exxon Mobil con el 11 por ciento de la producción petrolera mundial.

En Venezuela, en 2008, la empresa Total fue responsable de aproximadamente 45 por ciento de la producción total de las empresas extranjeras en el país de las cuales se obtuvo información para ese año; seguida por Chevron con 32 por ciento y Statoil con cerca del 9 por ciento.

Para algunas empresas extranjeras, sus operaciones en Venezuela —tanto en los proyectos de crudo convencional como en los proyectos de crudo pesado y extra-pesado— han generado una porción significativa de su producción mundial. Es el caso de Petrobras, que tiene en Venezuela 16 por ciento de su producción mundial; seguida por Statoil y Total para quienes sus operaciones en el país representan aproximadamente seis por ciento de la actividad petrolera mundial de cada una.

Producción de petróleo de las empresas extranjeras en Venezuela, 2006-2008

(miles de barriles diarios)

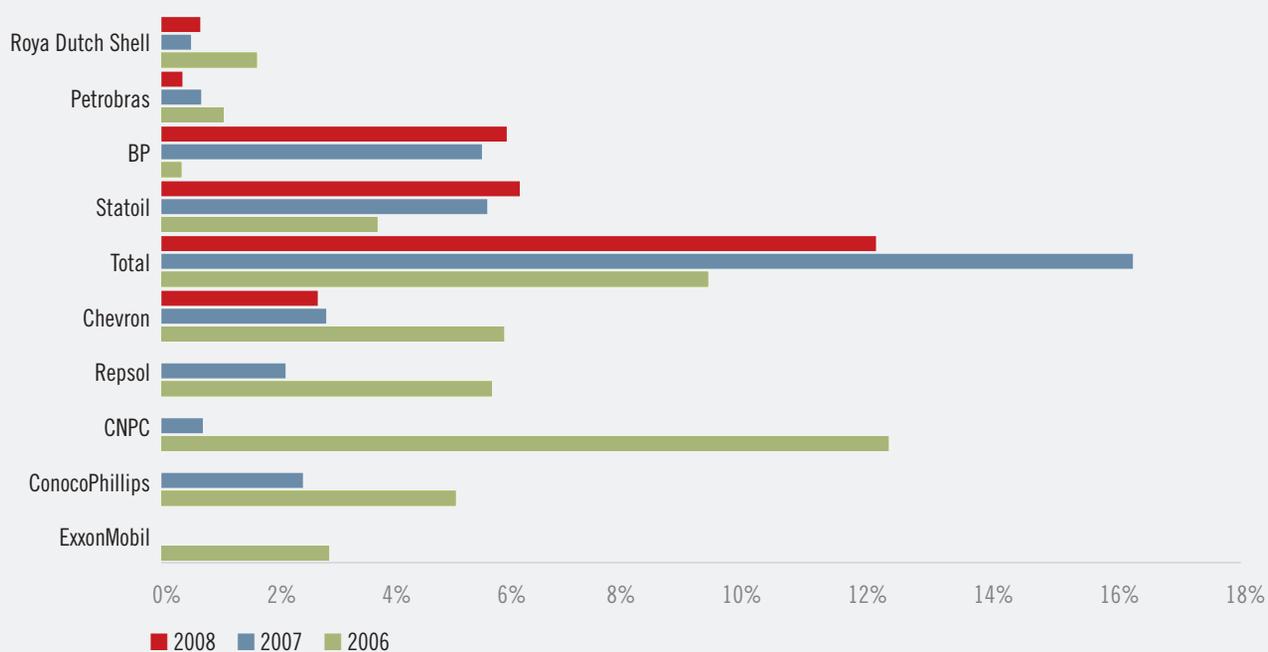


Fuente: Reporte Anual del año 2008 (Investor Relations) de Shell, Statoil, Petrobras Energía Participaciones, Total, ExxonMobil, Chevron, CNPC, ConocoPhillips, BP, ENI, Petronas y Teikoku; el Reporte 20F del año 2007 presentado ante la comisión de valores de EE.UU de las empresas Shell, Statoil, Petrobras Energía Participaciones, Repsol y Total y los sitios web oficiales de Gazprom, CNPC, Lukoil

Notas:

- Hasta la fecha, no hay cifras disponibles de 2008 de la producción de CNPC y Repsol.
- Exxon Mobil y ConocoPhillips sostuvieron operaciones en Venezuela hasta mediados de 2007.
- Toda la información del año 2007 corresponde a resultados obtenidos ese año, a excepción de Gazprom, CNPC y ConocoPhillips, cuyos resultados se disponen hasta 2006, y Lukoil hasta 2005.
- A partir de octubre de 2006, la producción de Chevron en LL-652 en Venezuela, se contabiliza como parte de Equity Affiliates. La empresa en 2007 totalizaría 10826 MMBPE si se incluyeran los Equity Affiliates.

Producción de petróleo en Venezuela como porcentaje de la producción mundial de las empresas extranjeras, 2006-2008



Fuente: Reporte Anual del año 2008 (Investor Relations) de Shell, Statoil, Petrobras Energía Participaciones, Total, ExxonMobil, Chevron, CNPC, ConocoPhillips, BP, ENI, Petronas y Teikoku; el Reporte 20F del año 2007 presentado ante la comisión de valores de EE.UU. de las empresas Shell, Statoil, Petrobras Energía Participaciones, Repsol y Total y los sitios web oficiales de Gazprom, CNPC, Lukoil

Notas:

- Hasta la fecha, no hay cifras disponibles de la producción de CNPC y Repsol en el año 2008.
- Exxon Mobil y ConocoPhillips sostuvieron operaciones en Venezuela hasta mediados de 2007.
- Toda la información del año 2007 corresponde a resultados obtenidos ese año, a excepción de Gazprom, CNPC y ConocoPhillips, cuyos resultados se disponen hasta 2006, y Lukoil hasta 2005.
- A partir de octubre de 2006, la producción de Chevron en LL-652 en Venezuela, se contabiliza como parte de Equity Affiliates. La empresa en 2007 totalizaría 10826 MMBPE si se incluyeran los Equity Affiliates

Perfil de las empresas extranjeras, 2008

Variables	Reservas mundiales (mmbpe)	Producción de petróleo en el mundo (mmbpd)	Producción de petróleo en Venezuela (mbpd)	% Producción de petróleo en Venezuela/ Producción mundial de la empresa	Producción mundial de gas natural (mmpcd)	Producción en Venezuela de gas natural (mpcd)	% Producción de gas natural Venezuela/ Mundo
Empresas							
Royal Dutch Shell	7,090	1.69	11.0	0.6%	8,569	n/d	n/d
ExxonMobil	22,800	2.41	0.0	0.0%	9,095	n/d	n/d
Statoil	1,055	0.23	16.7	7.2%	9,000	n/d	n/d
Petrobras	14,092	0.08	12.8	16.5%	363	7,000	1.9%
Chevron	7,350	1.68	62.0	3.7%	5,125	27,000	0.5%
CNPC(2007)	37,040	2.75	19.0	0.7%	5,600	n/d	n/d
ConocoPhillips	10,000	0.85	0.0	0.0%	4,847	0	0.00%
BP	10,353	2.40	5.0	0.2%	8,334	n/d	n/d
Repsol(2007)	2,404	0.48	10.0	2.1%	3,125	165,000	31.3%
Total	10,458	1.46	87.0	6.0%	4,837	62,000	1.3%
Gazprom(2006)	208,735	1.04	n/d	n/d	53,772	n/d	n/d
Lukoil(2005)	20,360	1.95	n/d	n/d	1,545	n/d	n/d
ENI	6,600	1.03	5.0	0.5%	4,423	n/d	n/d
PETRONAS	26,370	0.98	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
GALP(2007)	23,000	0.17	n/d	n/d	22,261	n/d	n/d
Teikoku	1,088	0.24	n/d	n/d	1,088	n/d	n/d
Qatar Petroleum(2007)	230,439	0.85	n/d	n/d	20,219	n/d	n/d
ONGC Videsh(2007)	6,636	0.48	20.0	4.1%	1,959	n/d	n/d
Harvest - Vinccler	43	0.00	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
Mitsubishi Oil	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
Enarsa	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
Belorusneft	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
Veba Gas and Oil	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d

Fuente: Reporte Anual del año 2008 (Investor Relations) de Shell, Statoil, Petrobras Energía Participaciones, Total, ExxonMobil, Chevron, CNPC, ConocoPhillips, BP, ENI, Petronas y Teikoku; el Reporte 20F del año 2007 presentado ante la comisión de valores de EE.UU. de las empresas Shell, Statoil, Petrobras Energía Participaciones, Repsol y Total y los sitios web oficiales de Gazprom, CNPC, Lukoil

Notas:

- mmbpd: Millones de Barriles de Petróleo por día
- mmbpe: Millones de Barriles de Petróleo Equivalente;
- mbpd: Miles de Barriles de Petróleo por día
- mmpcd: Millones de Pies Cúbicos por día
- Hasta la fecha, no hay cifras disponibles de la producción de CNPC y Repsol en el año 2008.
- Exxon Mobil y ConocoPhillips sostuvieron operaciones en Venezuela hasta mediados de 2007.
- Toda la información del año 2007 corresponde a resultados obtenidos ese año, a excepción de Gazprom, CNPC y ConocoPhillips, cuyos resultados se disponen hasta 2006, y Lukoil hasta 2005.
- A partir de octubre de 2006, producción de Chevron en LL-652 en Venezuela, se contabiliza como parte de Equity Affiliates. La empresa en 2007 totalizaría 10826 MMBPE si se incluyeran los Equity Affiliates
- Para Statoil, corresponden a Barriles de Petróleo Equivalente que se toman en esta categoría pues la empresa no produce gas en Venezuela

PROYECTOS CON TERCEROS

Los proyectos de exploración y producción de crudo convencional y extrapesado en Venezuela son desarrollados bajo dos esquemas: a) Esfuerzo propio de PDVSA y b) el esfuerzo conjunto entre PDVSA y terceros bajo la figura de empresas mixtas.

Proyectos de crudo convencional

Desde el 2006, los proyectos en campos de crudo convencional son desarrollados por 21 empresas mixtas las cuales previamente estuvieron vinculadas con la figura de los convenios operativos. Estas operaciones están orientadas principalmente a mantener o incrementar el nivel de producción pues operan en campos maduros con una tendencia natural de declinación en la producción.

Las empresas mixtas están constituidas con capital compartido entre la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP), filial de Pdvsa —con una participación mínima de 60%— y empresas privadas (fundamentalmente extranjeras), con un máximo de 40%.

Empresas mixtas de crudo convencional 2008

Empresas mixtas	Ubicación	Socios	Participación (porcentajes)	Correspondencia con los extintos convenios operativos
Petrolera Kaki	Anzoátegui	CVP	60	Kaki
		INEMAKA Exploration & Production Company Ltd.	40	
Petrokariña	Anzoátegui	CVP	60	Mata
		Petróleo Brasileiro S.A.	40	
Petroven-Bras	Anzoátegui	CVP	60	Acema
	Monagas	Petróleo Brasileiro S.A.	40	
Petroritupano	Anzoátegui	CVP	60	Oritupano-Leona
	Monagas	Petróleo Brasileiro S.A.	40	
Petroguárico	Guárico	CVP	60	Guárico Oriental
		Teikoku Oil and Gas, C.A.	40	
Boquerón	Monagas	CVP	60	Boquerón
		British Petroleum Venezuela Holding Limited	40	
Petrocuragua	Monagas	CVP	60	Casma-Anaco
		Operaciones de Producción y Exploraciones Nacionales, S.A.	40	
Petrodelta	Monagas	CVP	60	Monagas Sur
		Harvest Vinccler, C.A	40	
Petronado	Monagas	CVP	60	Onado
		Compañía General de Combustibles S.A.	40	

Empresas mixtas	Ubicación	Socios	Participación (porcentajes)	Correspondencia con los extintos convenios operativos
Petroperijá	Zulia	CVP	60	DZO
		British Petroleum Venezuela Holding Limited	40	
Petroregional del Lago	Zulia	CVP	60	Urdaneta
		Shell Exploration and Production Investments, B.V.	40	
Lagopetrol	Zulia	CVP	69	B2X.70/80
		Hocol Venezuela B.V.	31	
Petroboscan	Zulia	CVP	60	Boscán
		Chevron Boscan B.V.	40	
Petrocabimas	Zulia	CVP	60	Cabimas
		SEPCA	40	
Baripetrol	Zulia	CVP	60	Colón
		Tecpetrol de Venezuela S.A.	40	
Petrowayu	Zulia	CVP	60	La Concepción
		Petróleo Brasileiro S.A.	40	
Petroindependiente	Zulia	CVP	74.8	LL-652
		Chevron Lago Maracaibo B.V.	25.2	
Petrowarao	Delta Amacuro y Zulia	CVP	60	Pedernales
		Perenco Venezuela Petróleos y Gas ETVE	40	Ambrosio
Petrocumarebo	Falcón	CVP	60	Falcón Este
		Vinccler Oil and Gas, C.A.	40	Falcón Oeste
Petroquiriquire	Monagas	CVP	60	Quiriquire
	Zulia	Refinería de Petróleos de Escombreras Oil - YPF S.A.	40	Mene Grande
Petro Sino-Venezolana (Únicamente cambió el nombre de la empresa mixta, de Petrocaracol a Sino-venezolana)	Anzoátegui	CVP	75	Caracoles
	Zulia	CNPC Venezuela B.V.	25	Intercampo Norte

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008.

Proyectos de crudo extrapesado (Faja del Orinoco)

La Faja Petrolífera del Orinoco está localizada en el sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas. Tiene un área geográfica de aproximadamente 55 mil kilómetros cuadrados, con un área de explotación de cerca de 12 mil kilómetros cuadrados.

La Faja tiene aproximadamente entre 914 millardos y 1,36 billones de barriles de petróleo en sitio, de los cuales, además de los 37 mil millones de barriles que se tenían oficializados en 2005, PDVSA calcula que se podrían extraer aproximadamente 236 mil millones de barriles de crudo extrapesado a una tasa mínima de recobro del 20%. Esto implicaría que Venezuela podría alcanzar unas reservas totales de 316 mil millones de barriles y posicionarse entre

los tres países con las mayores reservas del mundo (crudo convencional y extrapesado) junto a Arabia Saudita y Canadá.

El crudo de la Faja es del tipo pesado y extrapesado con una gravedad de 8 a 9 grados API, lo que dificulta su transporte y refinación e impone costos adicionales. No obstante, los avances de la tecnología de refinación han permitido transformarlo en crudos sintéticos de mejor calidad lo cual facilita su procesamiento en las refinerías.

La Faja también posee un volumen importante de gas original en sitio, lo que constituye una fuente potencial de abastecimiento para futuros proyectos de explotación que eventualmente necesitarán grandes cantidades de gas.

Participación privada en la Faja del Orinoco

Pdvsa y las empresas BP, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Statoil y Total, iniciaron a finales de los años noventa la explotación de los crudos extrapesados con la constitución de las asociaciones estratégicas. Estos acuerdos representaron una inversión de unos 17 mil millones de dólares, la cual permitió alcanzar una producción promedio en 2006 de 560 mil barriles diarios. Las asociaciones estratégicas se concibieron con el objetivo de integrar verticalmente el negocio del petróleo extrapesado de la Faja, al incluir no sólo las actividades de extracción sino también 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 sus socios privados.

A partir de 2007, las asociaciones estratégicas migraron al esquema de empresas mixtas, lo cual implicó la redefinición de los porcentajes de participación de cada socio -de manera que Pdvsa tuviese al menos el 60 por ciento de las acciones de cada empresa- así como la delimitación de las áreas destinadas a la operación-. El tamaño de las áreas de explotación fue reducido para estimular un factor de recobro de al menos veinte por ciento.

Producción de la Faja en 2008 y proyecciones

De acuerdo con cifras del Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008, la producción de la Faja del Orinoco fue de 846 mil barriles diarios de crudo al cierre del año 2008. Ese nivel representó 35% de la producción petrolera nacional y se tradujo en un incremento de 57% con respecto a la producción de 2007. En la Faja se encuentra un total de 832 pozos petroleros, de los cuales la empresa mixta Petrocedeño posee 200 pozos, Petroanzoátegui opera en 230, Petropiar en 230 y Petromonagas produce en 152 yacimientos de hidrocarburos activos.

Empresas mixtas de crudo extrapesado (Faja del Orinoco), 2008

Empresas mixtas	Estado	Participación accionaria (%)	Reservas (millones de barriles)	API crudo / API crudo sintético	Área de explotación (km. cuadrados)	Antecedentes (extintas asociaciones estratégicas)
Petro Cedeño Área: 399 km. Cuadrados	Anzoátegui	CVP: 60 Total: 30,3 Statoil: 9,7	3.555	8-8,5 / 30-32	399,25	<u>Sincor</u> -Pdvs: 38% -Total: 47% -Statoil: 15% Área: 500 kms. cuadrados
Petro Piar Área: 463 km. Cuadrados	Anzoátegui	CVP: 70 Chevron: 30	1.069	8,7 / 25-27	463,07	<u>Ameriven</u> -Pdvs: 30% -Chevron: 30% -ConocoPhillips: 40% Área: 650 kms. cuadrados
Petro Monagas Área: 185 km. Cuadrados	Anzoátegui	CVP: 83,3 BP: 16,7	3.410	8,5 / 16	185	<u>Cerro Negro</u> -Pdvs: 41,6% -ExxonMobil: 41,67% -BP: 16,67% Área: 300 kms. cuadrados

Fuentes: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008.

Proyectos de certificación de las reservas

El Proyecto Magna Reserva, forma parte del Plan Siembra Petrolera 2005-2030 y tiene por objeto cuantificar y certificar las reservas de hidrocarburos existentes en la Faja Petrolífera del Orinoco.

Para ello, la Faja del Orinoco se ha dividido en 30 bloques, jerarquizados de acuerdo con sus características técnicas y estratégicas en cuatro áreas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo (excluye el área asignada a las empresas Petrocedeño, S.A, Petromonagas, S.A, Petrozuata, C.A. y Petrolera Sinovensa, S.A.) De esos bloques, 19 serán desarrollados en un esfuerzo conjunto entre la CVP y 22 empresas extranjeras, principalmente estatales. Las empresas participantes 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. El resto de los bloques será cuantificado con esfuerzo propio de PDVSA.

De acuerdo con información oficial, hasta el año 2008 se habían certificado 94,1 mil millones de barriles de crudo.

Áreas asignadas para certificación de reservas en la Faja, 2008

Acuerdos de certificación		
Área	Bloque	Empresas
Carabobo	1	PDVSA, Petrobras (Brasil)
	2,3,4	PDVSA
Junín	Norte	ONGC (India)
	1	Belarusneft (Bielorusia)
	2	Petrovietnam (Vietnam)
	3	Lukoil (Rusia)
	4	CNPC (China)
	5	ENI (Italia)
	6, 9	PDVSA
	7	Repsol YPF (España)
	8	Sinopec (China)
	10	StatoilHydro (Noruega) TOTAL (Francia)
Boyacá	Norte	Cupet (Cuba)
	1,2,3**,7	Por asignar
	4	Petrosa (Sudáfrica)
	5	Petronás (Malasia)
	6	Galp (Portugal)
Ayacucho	1, 4	PDVSA
	2	TNK-BP (Rusia)
	3	Gazprom (Rusia)
	5	Enap (Chile), Petroecuador (Ecuador)
	6	Enarsa (Argentina), Ancap (Uruguay)
	7	Petropars (Irán)

Fuentes: Informe de Gestión Anual de Pdvsa de 2008, Petroguía (2008), El Universal.

Nota 1: Petrosa de Sudáfrica, ENI de Italia, Total de Francia y Statoilhydro de Noruega entraron a participar en sus bloques respectivos desde el año 2008.

Nota 2: (***) Venezuela propuso explorar el bloque Boyacá 3 en asociación con petroleras estatales de Petrocaribe.

Plan de Perforación del Proyecto de Certificación de Reservas de la Faja, 2008

Plan Perforación vs. Real. Diciembre 2008				
Área	Pozos Planificados Total (Proyecto)	Pozos Planificados 2008	Pozos perforados 2008	Cumplimiento (%)
Carabobo	14	-	-	-
Ayacucho	60	26	16	62
Junín	77	38	21	55
Boyacá	38	23	13	57

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008.

Proyectos de exploración

A partir del 2007, la mayoría de los proyectos que estaban destinados a las actividades de exploración correspondientes a los antiguos convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas, están operando bajo el nuevo esquema contractual de las empresas mixtas.

Empresas mixtas de exploración, 2008

Empresas mixtas	Estructura accionaria (%)	Antecedentes (antiguos convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas)
Petro Sucre	CVP: 74 Eni Venezuela, B.V: 26	Golfo de Paria Oeste (CoroCoro) ConocoPhillips: 32,5% Pdvs-a-CVP:35% Eni Venezuela: 26% Este proyecto alcanzó resultados positivos al declararse el área comercialmente apta para las actividades de explotación. En 2007, se calculó una producción de 26 mil barriles diarios en el primer trimestre de 2007 y se proyectó una producción de 70 mil barriles diarios a partir de 2008.
Petrolera Paria	CVP: 60,00 Sinopec: 32 IneOil&Gas Inc.: 8	Golfo de Paria Este (Posa) ConocoPhillips: 37,5% Eni: 30% Ineparia: 25% Opic: 7,5% Este proyecto registró importantes avances, pero no alcanzó a ser declarado como un área comercialmente apta para su explotación.
Petrolera Güiría	CVP: 64,2 Eni Venezuela, B.V. 19,50 IneOil&Gas Inc.: 16,25	Golfo de Paria Central Este proyecto sustituye al extinto convenio de exploración a riesgo Golfo de Paria Central, división del antiguo Golfo de Paria Este que está conformado por los bloques 6, 8, y 10, campos Delfín 1x y Punta Sur, ubicados al norte de Pedernales en la Península de Paria.

Fuentes: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008, Informe Operacional Financiero de septiembre de 2008 de PDVSA y www.pdvs-a.com

Sinovensa: Proyecto de mezcla de crudos

Sinovensa —integrado por CNPC y Pdvs-a— es un negocio de mezcla de crudos el cual sustituye la producción de Orimulsión, el cual era el objetivo original. En este proyecto se calcula una producción de 150 mil barriles diarios.

Otros proyectos

En 2007 y 2008, se constituyeron otras empresas mixtas de crudo liviano y mediano, con la finalidad de operar en nuevos proyectos en diferentes fases de la actividad petrolera. En estas empresas mixtas, la CVP tiene también una participación mínima de 60%.

En 2007, se creó la empresa mixta Petrozumano entre Venezuela y China, con capital accionario de CVP y CNPC, respectivamente. La empresa realiza actividades de exploración, actividades primarias de extracción de petróleo crudo y gas, recolección, transporte y almacenamiento en el área Zumano (entre los estados Anzoátegui y Monagas) con 428,19 kilómetros cuadrados de superficie.

En 2008, se crearon dos nuevas empresas con socios internacionales. Se constituyó la petrolera BieloVenezolana, una empresa mixta entre la CVP y la Asociación de Empresas Productoras Belorusneft (Bielorrusia). La empresa obtuvo el derecho de explotar en su fase primaria los campos Guara Este (Estado Anzoátegui) y Bloque 10 (Lago Medio, Estado Zulia) en una superficie de 87,11 y 187,16 kilómetros cuadrados respectivamente. Además se constituyó la petrolera IndoVenezolana, una empresa mixta entre la CVP y ONGC Nile Ganga B.V. La empresa tiene el derecho de ejercer diversas actividades (exploración, extracción de crudo y gas, recolección, transporte y almacenamiento) en el campo San Cristóbal, Fase 1, (entre los estados Guárico y Anzoátegui) el cual tiene una superficie de 160,18 kilómetros cuadrados. La meta del proyecto es aumentar la producción del campo de 30 mil a 60 mil barriles diarios de petróleo.

Producción por tipo de esquema

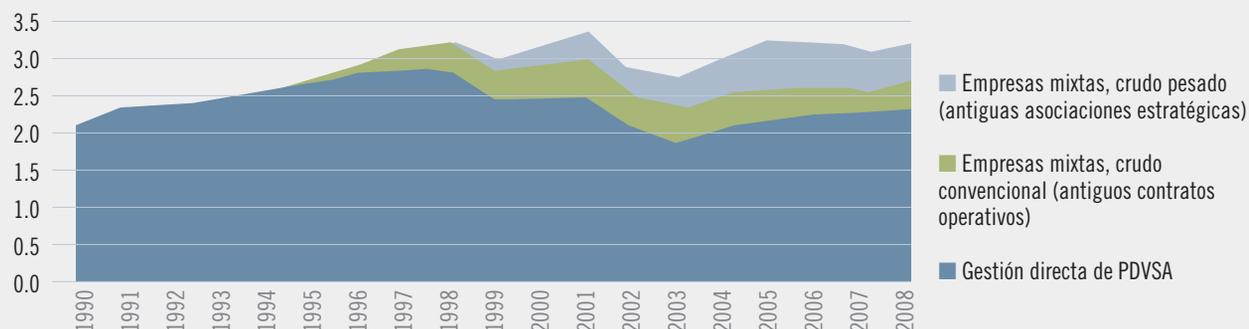
Según el Informe Operacional y Financiero 2008 de PDVSA ya auditado, la producción total fiscalizada de Venezuela fue de 3,26 millones de barriles diarios, de los cuales 3,23 son atribuibles a PDVSA, mientras que 25 mil barriles diarios corresponden a la participación de terceros en las empresas mixtas de crudo extrapesado (Faja del Orinoco).

De la producción promedio atribuible a PDVSA, 2,38 millones de barriles diarios correspondieron a los resultados de los proyectos de gestión propia en las diferentes áreas petroleras del país (1,08 millones de barriles diarios en oriente, 854 mil barriles diarios en occidente, 81 mil barriles diarios en centro sur y 371 mil barriles diarios en la Faja). El resto de la producción atribuible a PDVSA correspondió a proyectos en los cuales participa la petrolera estatal conjuntamente con terceros. Esto es: 378 mil barriles diarios de crudo convencional de las empresas mixtas y 475 mil barriles diarios de las empresas mixtas de crudo extrapesado.

De acuerdo con la trayectoria que muestran las cifras oficiales, la producción de los proyectos directamente operados por Pdvsa (gestión propia) 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 la participación de la petrolera estatal tendió a disminuir y se observó un incremento progresivo de la producción de las empresas privadas en los antiguos convenios operativos y las asociaciones estratégicas. No obstante, esta tendencia se ha revertido a partir de 2005 y tiende a consolidarse con los cambios contractuales a favor de una mayor o total participación de PDVSA.

Producción por tipo de contrato en Venezuela, 1990-2008

(Millones de barriles diarios)



Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008, Informe sobre la Gestión y Resultados de PDVSA, 2007 y el Ministerio de Energía y Petróleo (PODE 2006).

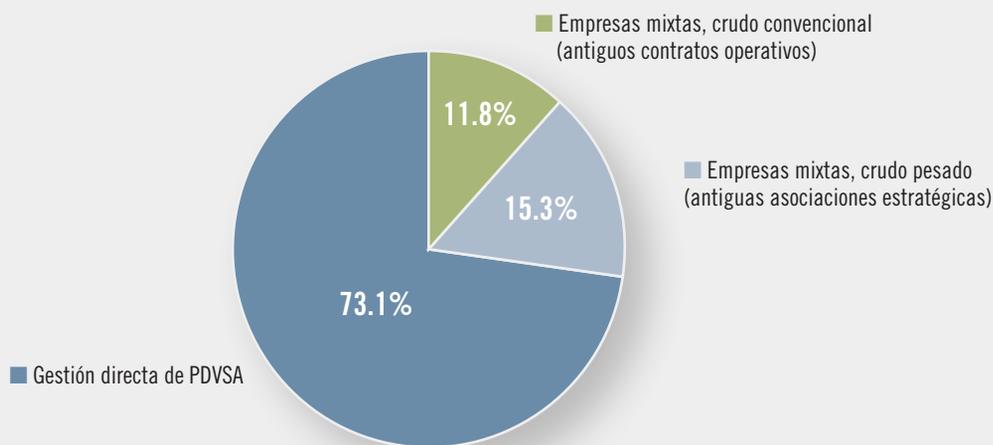
Nota 1: a partir de 2006, los convenios operativos de crudo convencional migraron a empresas mixtas.

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, 2008

(Porcentajes de la producción total)



Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008, Informe sobre la Gestión y Resultados de PDVSA de 2007 y el Ministerio de Energía y Petróleo (PODE 2006).

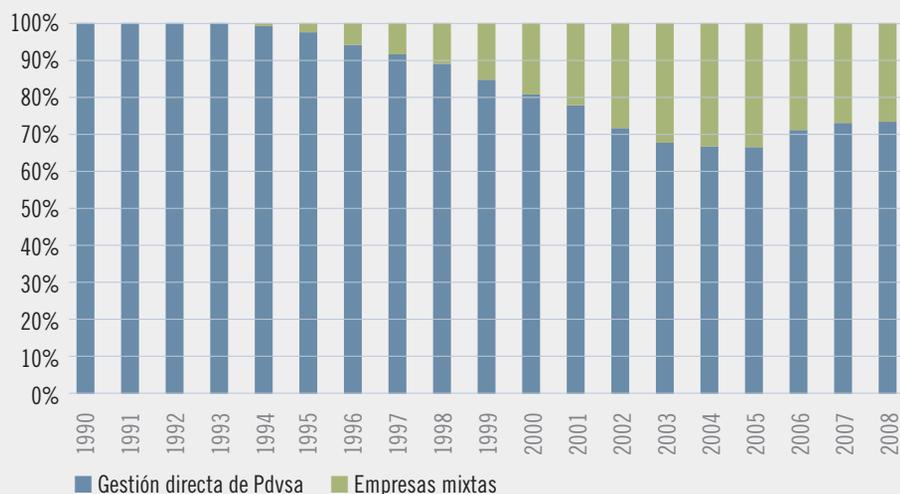
Nota 1: a partir de 2006, los convenios operativos de crudo convencional migraron a empresas mixtas.

Nota 2: a partir de 2007, las asociaciones estratégicas de crudo extrapesado migraron a empresas mixtas.

Nota 3: Producción no incluye líquidos del gas natural (LGN)

Producción de proyectos gestionados únicamente por Pdvsa y de proyectos gestionados conjuntamente por Pdvsa y otras empresas, 1990-2008

(Porcentajes de la producción total)



Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008, Informe sobre la Gestión y Resultados de PDVSA, 2007 y el Ministerio de Energía y Petróleo (PODE 2006)..

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).

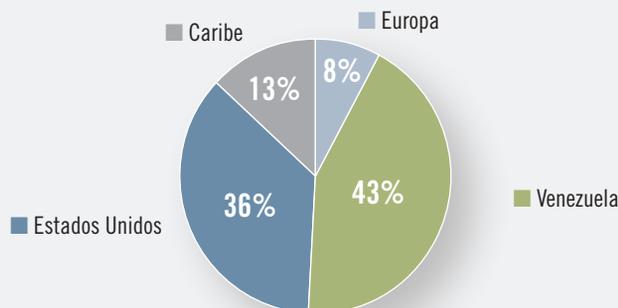
REFINACIÓN

Venezuela sostiene sus actividades de refinación a escala nacional y fuera del país. La capacidad mundial de refinación de Venezuela registrada fue de 3,04 millones de barriles diarios al cierre de 2008.

De esta cifra, las refinерías ubicadas en el país tienen capacidad para procesar 1,3 millones de barriles diarios, de los cuales 955 mil barriles diarios corresponden al Centro de Refinación de Paraguaná (Refinerías Amuay y Cardón, estado Falcón), 187 mil barriles diarios en la refinерía de Puerto La Cruz (estado Anzoátegui), 140 mil barriles diarios en la refinерía El Palito, 16 mil barriles diarios en la refinерía Bajo Grande (estado Zulia) y 5 mil barriles diarios en la refinерía San Roque (estado Anzoátegui).

El resto de la capacidad corresponde a las refinерías localizadas en el Caribe, Europa y Estados Unidos, las cuales tienen una capacidad de 435 mil barriles diarios, 1,11 y 1,43 millones de barriles diarios, respectivamente. La participación neta de PDVSA en cada una es de 384 mil barriles diarios en el Caribe, 259 mil barriles diarios en Europa y 1,09 millones de barriles diarios, en las refinерías ubicadas en Estados Unidos.

Capacidad mundial de refinación de Pdvsa, 2008



Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008.

Refinerías de PDVSA en el mundo, 2008

Refinería	Ubicación	Empresa	Capacidad de Refinación (mbd)	Capacidad de refinación correspondiente a PDVSA (mbd)	Participación
Gelsenkirchen	Alemania	Ruhr Oel	230	115	50%
Neustad	Alemania	Ruhr Oel	260	33	13%
Karlsruhe	Alemania	Ruhr Oel	312	37	12%
Schwedt	Alemania	Ruhr Oel	240	45	19%
Lake Charles	Estados Unidos	Citgo	425	425	100%
Corpus Christi	Estados Unidos	Citgo	157	157	100%
Lemont	Estados Unidos	Citgo	167	167	100%
Calmerre	Estados Unidos	Chalmette refining	184	92	50%
Saint Croix	Estados Unidos	Hovensa	495	248	50%
Dundee	Escocia	Nynas	9	4	50%
Camilo Cienfuegos	Cuba	Pdv cupet	65	32	49%
Jamaica	Jamaica	PetroJam	35	17	49%
Isla	Curazao	Pdvsa	335	335	100%
Eastham	Inglaterra	Nynas	18	5	25%
Nynashamn	Suecia	Nynas	29	15	50%
Gothenburg	Suecia	Nynas	11	5	50%

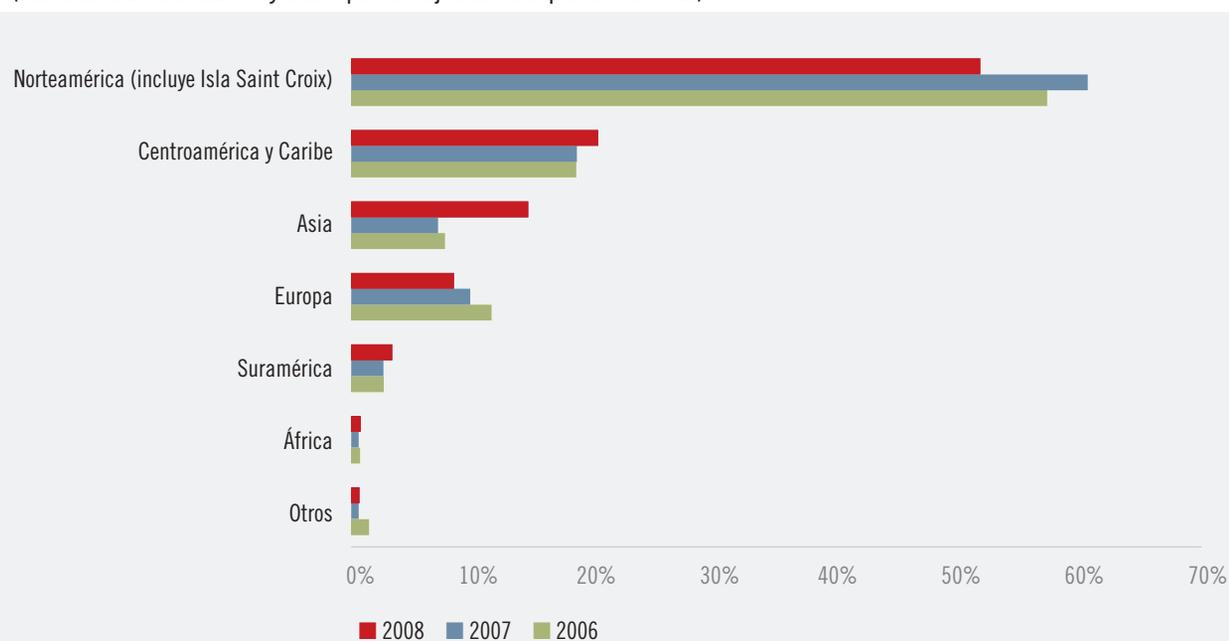
Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008.

COMERCIALIZACIÓN

De acuerdo con cifras oficiales, las exportaciones de crudo y productos refinados de Venezuela alcanzaron 2,89 millones de barriles diarios en 2008, que incluyen 2,23 millones de barriles diarios correspondientes a crudos y 669 mil barriles diarios de productos de refinación y líquidos del gas natural. Del total exportado, 1,5 millones de barriles diarios estuvieron destinados a la región norteamericana; 589 mil barriles diarios estuvieron dirigidos a Centroamérica y el Caribe; 422 mil barriles diarios a Asia; 245 mil barriles diarios a Europa y 98 mil barriles comercializados en Suramérica.

Exportaciones de Venezuela por región de destino

(Miles de barriles diarios y como porcentajes de la exportación total)



Fuentes: Informe Operacional Financiero de PDVSA del año 2007 y Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008.

Exportaciones por tipo de producto, 2002-2008

(Miles de barriles diarios)

Tipo de producto	2004	2005	2006	2007	2008
Gasolinas y naftas	103	87	95	80	69
Destilados	178	162	140	133	104
Combustible residual fuel oil	174	189	174	160	227
Asfalto	20	20	16	10	-
Kerosene/Turbocombustibles/Jet	61	60	58	59	64
Otros	57	60	82	74	61
Total	593	578	565	516	525

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008.

LAS POLÍTICAS FISCALES Y EL SECTOR PETROLERO

En 2008 las exportaciones petroleras representaron el 93 por ciento de las exportaciones totales de Venezuela. El ritmo de las exportaciones petroleras fue mayor en 2008 al incrementarse en 35 por ciento.

El nivel de exportaciones se tradujo en un ingreso fiscal total de 77,26 mil millones de dólares, de los cuales 38,34 mil millones provinieron del ingreso fiscal petrolero (tributario y no tributario).

Exportaciones petroleras de Venezuela, 1997-2008

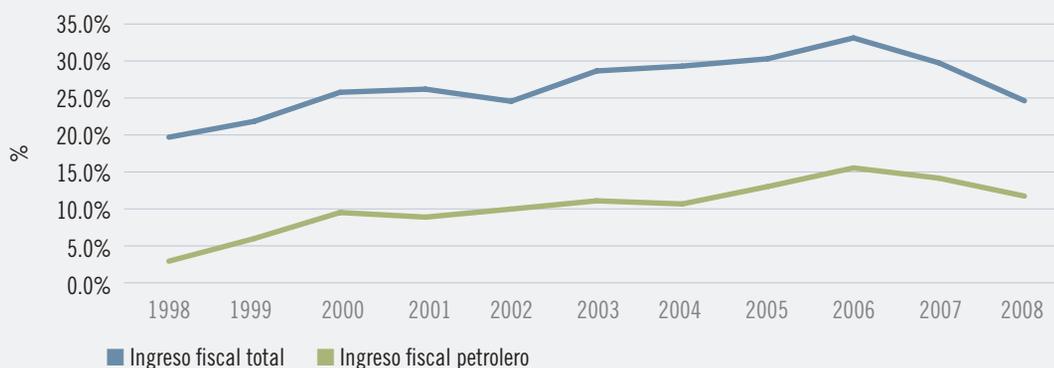
(Miles de millones de dólares y como porcentaje de las exportaciones totales)



Fuente: Banco Central de Venezuela.

Ingreso fiscal e ingreso fiscal petrolero, 1998-2008

(Porcentajes del PIB)



Fuente: Resultado Financiero Anual 1998-2008, Ministerio de Finanzas

Nota: el ingreso fiscal petrolero incluye los aportes tributarios y no tributarios. Los aportes tributarios están compuestos por regalías y dividendos.

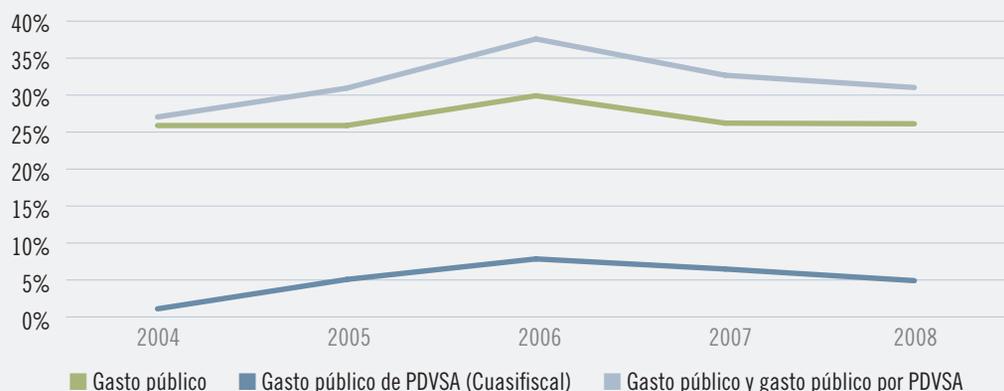
En cuanto al gasto público cuasifiscal ejecutado por Pdvsa —que corresponde al aporte total al desarrollo social más el Fondo de Desarrollo Nacional (Fonden)⁶— según cifras oficiales éste fue incrementándose a lo largo del período 2004-2008. Sin embargo, su porcentaje de participación en el PIB, luego de pasar de 1,12% en 2004 a 7,52% en 2006, descendió los dos años siguientes para situarse en 4,74% del PIB total en 2008.

El gasto en su conjunto, (gasto público cuasifiscal de PDVSA y gasto público total de la nación), presentó un comportamiento similar al del gasto público cuasifiscal de PDVSA, al crecer de manera consecutiva entre 2004 y 2006 para luego caer en 2007 y 2008, año en el cual representó 30,37% del PIB.

6 Según el último Informe Operacional y Financiero de PDVSA 2008 sólo hubo aportes al Fonden en los años 2007 y 2008

Gasto público 2004-2008

(Porcentaje del PIB)



Fuente: Resultado Financiero Anual 1998-2008, Ministerio de Finanzas, BCV e Informe Operacional y Financiero de PDVSA 2008

PDVSA: INFORME DE GESTIÓN 2008 Y PLANES

Petróleos de Venezuela, S.A. es el conglomerado estatal encargado 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:

- Corporación Venezolana de Petróleo (CVP): administra y dirige los negocios con participación de terceros (particularmente las empresas mixtas), maximizando el valor de los hidrocarburos para el Estado venezolano.
- PDVSA Gas, S.A.: se encarga de todo el proceso de producción del gas natural y líquido, tanto industrial como doméstico, así como de su transporte y comercialización.
- PDVSA Gas Comunal, S.A., encargada del transporte y distribución de gas metano y gas licuado a nivel doméstico en las comunidades.
- PDV Marina: transporta y distribuye por vía marítima los hidrocarburos y sus derivados de PDVSA.
- Palmaven: promueve y participa en el desarrollo social de las comunidades.
- Interven Venezuela, S.A.: inicialmente se constituyó para hacer seguimiento y evaluación a los negocios internacionales de PDVSA. En 2005 cambió su objetivo que ahora es realizar actividades relacionadas a la producción petrolera.
- Deltaven: mercadea los productos y servicios asociados a la marca PDV.
- Bariven: se encarga de la compra de materiales y equipos necesarios para las operaciones de PDVSA, así como de la contratación de servicios asociados. Además, administra y gestiona los inventarios de estos materiales, y las ventas de materiales y equipos no utilizados.

- PDVSA América S.A.: realiza en el exterior las actividades relacionadas a la producción y comercialización de hidrocarburos, ya sea por cuenta propia o en asociación con terceros.
- Intevep: se dedica a la investigación científica básica y aplicada en el área de hidrocarburos, brindando además apoyo técnico.
- Comerchamp S.A.: realiza actividades de comercialización de productos y derivados en el exterior.

PDVSA: Nuevas áreas de negocio

- PDVSA agrícola, se creó en 2007 para realizar en Venezuela o en el exterior, por cuenta propia o de terceros o asociada con terceros, las actividades de producción de materia prima de origen agrícola, procurando el desarrollo del sector agrícola con participación de las comunidades rurales. Además, debe orientarse a garantizar la seguridad alimentaria, mejorar la calidad de vida y promover la creación de Empresas de Producción Social (EPS) que apoyen a la nueva industria nacional.
- PDVSA industrial, constituida en 2007 para realizar actividades de producción de servicios y acompañamiento técnico en la construcción de equipos, bienes y materiales industriales requeridos para el desarrollo de la industria petrolera, eléctrica, hogar y otros.
- PDVSA servicios, creada en 2007 para brindar en Venezuela o en el exterior servicios de construcción y mantenimiento de pozos petroleros. La sociedad podrá proveer servicios para el desarrollo del entorno comunitario.
- PDVSA ingeniería y construcción, S.A.: encargada de la implementación de planes de ingeniería en Venezuela y en el exterior. A su cargo queda la procura, instalación, arranque y gerencia de refinerías, plantas de petróleo y de gas, oleoductos y otros proyectos de envergadura.
- PDVSA naval, S.A.: creada para desarrollar astilleros para la construcción de buques y plataformas, así como puertos y otra infraestructura relativa a la infraestructura naval.
- PDVSA desarrollo urbanos, S.A.: desarrolla y ejecuta obras de infraestructura social no industrial y programas de asistencia humanitaria en el ámbito nacional.
- Productora y Distribuidora de Alimentos, S.A. (PDVAL): red de distribución y venta de alimentos creada a principios de 2008 para garantizar la soberanía alimentaria.
- Lácteos Los Andes, C.A. (ENLANDES): empresa encargada del procesamiento y distribución de productos lácteos y otras bebidas. Fue adquirida por PDVSA en marzo de 2008.
- Además, en el marco del reordenamiento del sector eléctrico nacional durante el 2007, PDVSA adquirió las empresas Electricidad de Caracas, Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta (SENECA), Electricidad de Valencia (ELEVAL) y Compañía Anónima Luz y Fuerza Eléctrica (CALIFA). La propiedad de estas compañías será transferida en el corto plazo a la Corporación Eléctrica Nacional (Corpoelec).

Fuente: Pdvsa

Pdvs: Información Financiera

(Millones de dólares)

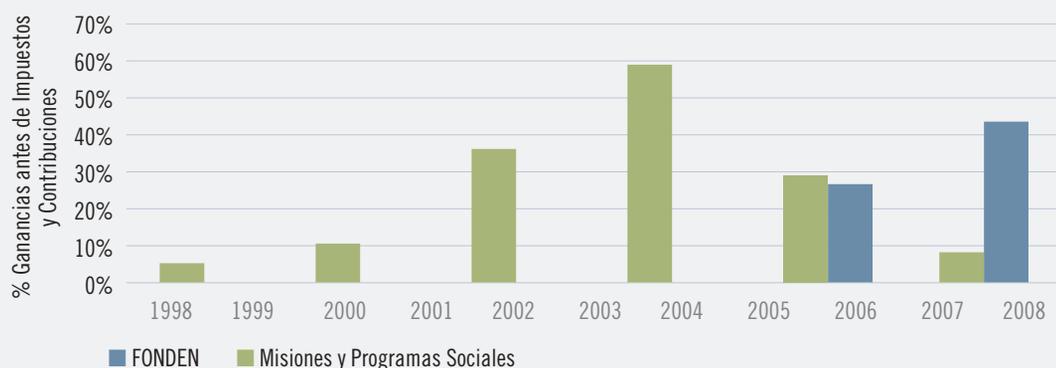
	2005	2006*	2007	2008
Ventas	82,915	99,252	96,242	126,364
Ganancia Venta de Refinería	—	1,432	—	998
Participación patrimonial en resultados netos de compañías afiliadas	1,074	1,120	732	153
Compras de petróleo crudo y productos	32,001	38,778	28,137	40,193
Costos de operación**	14,152	14,879	15,112	22,760
Gastos***	5,487	6,465	7,094	14,494
Intereses minoritarios	14	458	902	1,962
Regalías y otros impuestos	13,318	18,435	21,981	23,462
Gastos de desarrollo social	6,909	13,784	14,102	14,733
Impuesto sobre la renta	5,793	4,031	5,017	4,281
Ganancia de operación descontinuada, neto de impuesto	154	20	101	57
Ganancia neta	6,483	5,452	6,273	9,413

Fuente: Informe Operacional y Financiero 2008.

* Fuente: Información Financiera y Operacional de PDVSA y sus filiales, al 31/12/2007.

** Incluye gastos de exploración.

*** Depreciación y amortización, menos deterioro de activos, más gastos de administración, más gastos de financiamiento más otros egresos.

Importancia de las Contribuciones Sociales de PDVSA**El Plan de Inversiones: Siembra Petrolera**

PDVSA anunció en el año 2005 el Plan Siembra Petrolera 2005-2030, que plantea la utilización de los recursos petroleros para potenciar la capacidad de producción energética de Venezuela.

En el Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008, se anuncia una revisión del Plan en función de los lineamientos que persigue la empresa: Valorizar el recurso natural de hidrocarburos en beneficio de Venezuela, contribuir al posicionamiento geopolítico del país en el ámbito internacional, y servir como instrumento de su desarrollo endógeno. Como resultado, PDVSA ha replanteado

algunos objetivos y metas del Plan original, los cuales se resumen en el Informe de PDVSA de la manera siguiente:

Objetivos

- “Mantener la continuidad operacional en forma efectiva y eficiente conforme tanto con las mejores prácticas científicas, técnicas y gerenciales, como las normas y procedimientos sobre higiene, protección y remediación ambiental, para el aprovechamiento racional de los hidrocarburos.
- Adecuar e incrementar el parque refinador.
- Fortalecer e impulsar el desarrollo tecnológico.
- Expandir y diversificar nuestros mercados en Latinoamérica, el Caribe, Asia y Europa y desarrollar la integración regional.
- Potenciar el equilibrio territorial y satisfacer el mercado interno de los hidrocarburos.”⁷

Metas del mediano plazo

- Incrementar la capacidad de producción hasta 4,93 millones de barriles diarios para el año 2013
- De esa cifra, 2,85 millones de barriles diarios corresponderán a la gestión directa de PDVSA; 590 mil barriles diarios a empresas mixtas de crudo convencional; 832 mil barriles diarios a empresas mixtas de crudo extrapesado, 280 mil barriles diarios a nuevas empresas mixtas operadoras en la Faja del Orinoco y 384 mil barriles diarios correspondientes a la producción de LGN.
- Mantener en forma óptima las reservas de crudo y gas, así como las facilidades de producción
- Continuar con el mejoramiento de la base y composición de reservas de petróleo y gas, concentrando los esfuerzos exploratorios en áreas tradicionales y en nuevas áreas, con el propósito de desarrollar el potencial de las reservas de crudo extrapesado y gas del país.
- Continuar con la participación en la certificación de reservas y estudios integrados de yacimientos en la Faja del Orinoco para su plan de desarrollo
- Incrementar la disponibilidad de gas en el occidente de Venezuela
- Mejorar la calidad de los productos refinados.

Metas del largo plazo

- Alcanzar una capacidad de producción de 6,5 millones de barriles diarios para el año 2021.
- Elevar la capacidad instalada de refinación hasta 3,6 millones de barriles diarios en el año 2013 y 4,1 millones de barriles diarios en el año 2021.

⁷ Informe de Gestión Anual de PDVSA 2008.

- Exportar un volumen de crudos y productos de 3,8 millones de barriles diarios en el año 2013.
- Aumentar la producción de gas natural a 12.568 millones de pies cúbicos diarios de gas al año 2013 convirtiendo a Venezuela en un exportador de gas natural.
- Desarrollar el eje Orinoco-Apure a través del pleno desarrollo de la Faja del Orinoco en términos de producción, mejoramiento, refinación e industrialización.

Montos y esquema de inversión

PDVSA calcula que la ejecución del Plan requerirá la inversión de aproximadamente 139 millones de dólares en el período 2008-2013. De ese monto, PDVSA estima proveer cerca del 75%, y el resto por medio de inversiones con terceros.

EL SECTOR DEL GAS

LOS NÚMEROS DEL GAS EN 2008

- Reservas de gas: 176 billones de pies cúbicos (aproximadamente setenta por ciento es gas asociado).
- Producción de gas: 6.904 millones de pies cúbicos por día, de los cuales 3.081 son reinyectados
- Tasa Reservas/Producción: 126 años.
- Precio promedio del gas en Venezuela 2008: 1,63\$/MMBtu⁸.
- Proyectos de exploración y explotación costa afuera: Rafael Urdaneta, Plataforma Deltana y Mariscal Sucre.
- Licencias de exploración y explotación en tierra firme: Yucal Placer Norte y Sur, Barrancas, San Carlos, Tinaco, Tiznado, Barbacoas, Quiriquire Profundo y Copa Macoya.
- Proyectos mayores de gas metano: Gasoducto Transcaribeño “Antonio Ricaurte”, Interconexión Centro Oriente Occidente, Sistema Nor-Oriental de Gas, Gasoducto Eje Norte Llanero.
- Otros proyectos importantes: Proyecto de Gas Anaco, Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA), Plan de Gasificación Nacional.

Marco Legal

- Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (1999). De acuerdo con la Constitución: “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.” (artículo 12). Además, el transporte y distribución de gas son considerados servicios públicos a cargo del poder Ejecutivo Nacional (artículo 156).
- Ley orgánica de hidrocarburos gaseosos (LOHG, 1999). Esta Ley rige la exploración y explotación del gas no asociado a la producción de petróleo u otros fósiles, así como la recolección, almacenamiento y utilización tanto del gas asociado como del no asociado. Establece a su vez las condiciones para el procesamiento, industrialización, transporte, distribución, comercio interior y exterior de dichos gases (artículo 2). El 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 gaseosos. El Ente Nacional del Gas (Enagas) está encargado de asesorar en la regulación de las actividades de transporte y distribución de gas. La ejecución de actividades relacionadas con hidrocarburos gaseosos, puede darse directamente a través del Estado u organismos de su propiedad, o a través de entes privados nacionales o extranjeros con

⁸ Informe de Gestión Anual de PDVSA 2008.

o sin la participación del Estado. Para llevar a cabo esas actividades los interesados estarán sujetos a obtener la aprobación del MENPET en cuanto a la licencia de exploración y explotación de gas natural libre y permiso para actividades de recolección, procesamiento, industrialización, transporte, distribución y comercialización del gas. Las actividades mencionadas y las obras necesarias para llevarlas a cabo se declaran de utilidad pública.

- Reglamento de la Ley orgánica de hidrocarburos gaseosos (2001). Esta regulación norma la legislación previamente descrita.

Actores Relevantes

- Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET). Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET). Organismo del Ejecutivo Nacional encargado de la regulación, formulación y seguimiento de políticas, planificación, realización y fiscalización de las actividades en materia de hidrocarburos y energía en general. A este órgano compete además el estudio y análisis de los mercados con miras a la fijación de precios.
- Ente Nacional del Gas (Enagas). Es un 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.
- 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 filial de PDVSA encargada de la comercialización del gas a escala nacional e internacional.
- PDVSA Gas Comunal. Empresa filial de PDVSA encargada de la distribución de gas doméstico a las comunidades, desde las plantas de llenado hasta los hogares.
- Empresas operadoras privadas. ChevronTexaco, Statoil, Total, Petrobrás, Teikoku Oil, Gazprom, Petropars, Repsol YPF, Eni, Vincler Oil & Gas, Energía de Portugal (EDP), Petronas, Inelectra, Otepi, Pluspetrol, GALP, Qatar Petroleum, Mitsubishi/Mitsui e Itochu.

Tributación general

Establecida en LOHG:

- Impuesto sobre la renta: 34 por ciento.
- Regalías: veinte por ciento (deducible hasta quince por ciento) del valor del gas no asociado.

Para las licencias de exploración y explotación otorgadas luego de la conversión de los convenios de servicios en marzo de 2007, existe la siguiente tributación:

- 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 es el noveno país del mundo con mayores reservas de gas. Según el reporte anual BP Statistical Review of World Energy 2009, nuestro país tiene aproximadamente 170,9 billones de pies cúbicos de gas, que constituyen las segundas reservas más abundantes de América después de Estados Unidos, cuyas reservas alcanzan alrededor de 238 billones de pies cúbicos.

Así mismo, Venezuela posee 66,17% de las reservas de gas de Centro y Suramérica y 2,6% de las reservas mundiales.

Reservas, producción y consumo comprado de gas, 2008

	Reservas (bpc)	Producción (mmmpcd)	Consumo (mmmpcd)
Mundo	6.534,0	295,8	291,3
Centro y Sur América	258,2	15,3	13,8
Venezuela	170,9	3,0	3,1

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2009.

El nivel de reservas de gas en Venezuela se mantuvo relativamente estable desde mediados de los 90, en el rango de los 145 billones de pies cúbicos. En 2005-2006 se observan importantes adiciones.

Según el Informe de Gestión Anual de PDVSA 2008, ya auditado, las reservas de gas certificadas en Venezuela actualmente ascienden a 176 billones de pies cúbicos⁹. El informe señala igualmente que durante el año 2008 se incorporaron 6.490 millones de pies cúbicos de gas, 98% de los cuales proviene de revisión de yacimientos ya existentes. El 2% restante fue por descubrimiento de nuevos yacimientos y por extensión de los ya existentes.

⁹ Cabe destacar que la diferencia observada entre las cifras reportadas por BP y por PDVSA, puede deberse a que la primera tiende a presentar un rezago de un año aproximadamente en la certificación de reservas.

Reservas probadas de gas natural, 1980-2008

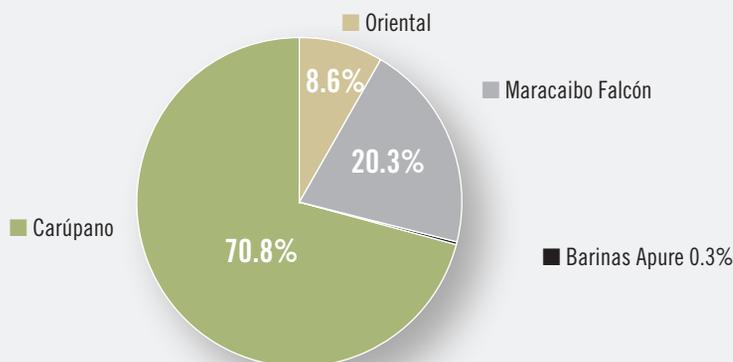
(Billones de pies cúbicos)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2009.

La mayor parte de las reservas gasíferas de Venezuela están ubicadas al norte y noreste del país, en la cuenca oriental y en las costas de la plataforma continental caribeña y atlántica, en una extensión de más de 500 mil kilómetros cuadrados. La zona oriental concentra 72% de las reservas, la zona occidental 20% y la cuenca de Carúpano 8%. La cuenca de Barinas-Apure concentra sólo 0,18% de las reservas de probadas de gas.

Distribución de las reservas probadas de gas por cuenca, 2008



Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA 2008.

De acuerdo a información publicada por PDVSA Gas (en el V Congreso y IX Exposición Internacional de Gas, en octubre de 2008), 15% del total de las reservas probadas están en Costa Afuera y se encuentran no asociadas a la producción petrolera. Por otro lado, las reservas ubicadas en tierra firme en las regiones de oriente y occidente están asociadas al petróleo en 87% y 95% respectivamente. En promedio, 74% de las reservas de gas venezolanas están asociadas al petróleo.

Producción y Consumo

Según PDVSA, en 2007 la producción promedio de gas en Venezuela fue de 6.958¹⁰ millones de pies cúbicos por día, de los cuales 71% fueron consumidos por la industria petrolera y el resto por el mercado interno. Con respecto a 2008, según el Informe de Gestión Anual de PDVSA 2008, la producción de gas natural en Venezuela durante ese año fue de 6.904 millones de pies cúbicos de gas al día, 44,6% de los cuales fueron reinyectados a los yacimientos, con lo cual la producción neta de gas fue de 3.823 millones de pies cúbicos diarios.

La producción de gas venezolana, la cual proviene principalmente de los distritos Anaco, San Tomé y Bloque E del Lago de Maracaibo, representa aproximadamente el 20% de la producción de Centro y Sur América y cerca del 1% de la mundial, ubicándose en la posición 24 entre los países productores de gas en el mundo.

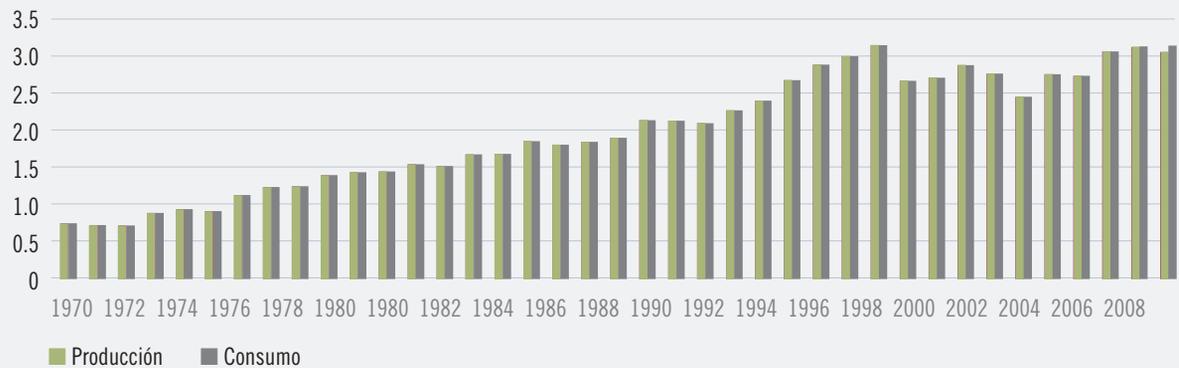
Entre 1970 y 1998 tanto la producción como el consumo se incrementaron sostenidamente. Se dio una caída en 1999 y desde entonces se han mantenido los niveles alrededor de los 3.000 millones de pies cúbicos diarios¹¹.

10 En la edición pasada del Energía en Cifras, se reportó una producción de 2.800 millones de pies cúbicos de gas por día para el año 2006. Esta información está basada en los datos publicados por BP a través del reporte "BP Statistical Review of World Energy 2008". Sin embargo, dado que esta cifra se refiere únicamente al gas entregado al mercado interno, a partir de esta edición se ha decidido tomar la producción total reportada por PDVSA, la cual incluye también lo consumido por la industria petrolera y el porcentaje de gas reinyectado a los yacimientos.

11 Excluyendo reinyección.

Producción y consumo de gas natural, 1970-2008

(Miles de millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2009.

A partir de 2008 Venezuela comenzó a recibir gas de Colombia a través del Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte, recibiendo en promedio 147 millones de pies cúbicos de gas, con lo cual en 2008 se dispuso de un total de 7.051 millones de pies cúbicos diarios de gas.

Del total de gas natural disponible en 2008, 74% fue consumido por la industria petrolera en las formas de gas arrojado, reinyectado, transformado y combustible y el 26% restante fue destinado al mercado interno.

Aproximadamente 4% del consumo interno de gas en Venezuela se destina al uso doméstico, el resto satisface a los sectores comercial e industrial, particularmente al propio sector petrolero en el área de refinación (31%) y a los sectores eléctrico (21%), siderúrgico (16%), petroquímico (14%), cemento (4%) y otros (11%).

Transporte y distribución

El sistema de transmisión y distribución de gas metano en Venezuela comprende 15 de las 24 entidades federales del país. Está constituido por una red de gasoductos integrada por 4.432 Km de tuberías de diferentes diámetros, siendo los principales sistemas Anaco – Barquisimeto; Anaco – Jose / Anaco - Puerto La Cruz; Anaco – Puerto Ordaz; Ulé – Amuay; Costa – Oeste, Interconexión Centro Oriente Occidente y Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte.

Con estas instalaciones se atiende una cartera de más de 1.250 clientes industriales a nivel nacional y de aproximadamente 220.220 clientes domésticos y comerciales en el área metropolitana de Caracas.

El Gas Doméstico

Según información de PDVSA Gas Comunal, 84% de las familias venezolanas emplean el gas licuado de petróleo (GLP) como fuente de energía. El suministro de GLP está en manos de PDVSA, y proviene de 3 refinerías (El Palito, Puerto La Cruz, Cardón), 2 plantas de distribución (El Guamache y Sistema Carenero-Guatire) y 2 plantas de fraccionamiento (Jose, Ulé y Bajo Grande).

Hasta finales de 2007, la distribución de GLP a nivel doméstico en el país estuvo en manos privadas. A partir de la creación de PDVSA Gas Comunal en diciembre de 2007, cuando fueron adquiridas Tropigas y Venegas, las dos mayores empresas distribuidoras, la distribución de GLP pasó a ser 60% responsabilidad de la filial estatal y 40% aún sigue siendo propiedad del sector privado. Por su parte, el transporte, el almacenamiento y el llenado de GLP para los sectores comercial/industrial y doméstico, son manejados actualmente por PDVSA Gas Comunal. Así mismo, en 2008 esta filial pasó a ser la responsable del 33% de la distribución y la comercialización del gas metano domiciliario, empleado como fuente de energía por 11% de los hogares venezolanos.

Según el Informe de Gestión Anual 2008 de PDVSA, las ventas de GLP al mercado interno en 2008 se ubicaron en 38 mil barriles diarios distribuidos a lo largo del país. Esta actividad espera fortalecerse con el Proyecto de Gasificación Nacional de Ciudades y Plantas de Llenado Comunitarias 2006-2016, el cual contempla la construcción de redes urbanas y líneas internas en los hogares en aras de suministrar gas metano domiciliario y entregar GLP en las áreas de difícil acceso y poca densidad poblacional.

El suministro de gas doméstico en la región capital está bajo la responsabilidad de PDVSA gas Comunal y para 2008 alcanzó los 250.000 hogares. En lo que respecta a las regiones del oriente y el occidente del país, este número asciende a 504.944 hogares y la distribución se encuentra compartida entre el sector privado y empresas municipales.

De acuerdo a información de PDVSA Gas Comunal, alrededor de 88% del consumo de GLP a nivel nacional se destina al uso doméstico, 11% se destina a los sectores comercial y doméstico y el restante 1% lo constituye el sector automotor.

Inversión

El desarrollo gasífero de Venezuela es parte del Plan Siembra Petrolera 2006-2012. Dos de sus ejes fundamentales son el desarrollo del Gas Costa Afuera y el desarrollo de Infraestructura para la recolección, almacenamiento y transporte de hidrocarburos. En estos ámbitos se agrupan los principales proyectos de inversión en el sector gas.

Principales proyectos de inversión

Nombre del proyecto	Descripción	Ubicación	Inversión	Financiamiento
Exploración y explotación de gas no asociado y gas natural licuado (GNL)				
Proyecto Rafael Urdaneta	Desarrollo de reservas de gas no asociado ubicado en costa afuera, con un potencial de reservas de 26 billones de pies cúbicos (BPC) y orientado a producir 1.000 MMPCD. Área de exploración dividida en 29 bloques.	Golfo de Venezuela y noreste del Estado Falcón	1.960 millones de dólares hasta 2015.	Bloque Cardón III: ChevronTexaco Bloque Urumaco I y II: Gazprom Bloque Moruy II: Petrobrás y Teikoku Oil Bloque Cardón II: Petropars Bloque Cardón IV: Eni y Repsol YPF Bloque Castilletes NE II: Vinccler Oil & Gas
Plataforma Deltana	Exploración y explotación de gas no asociado costa afuera. Reservas alcanzan 10 BPC. Producción de gas estimada entre 800 y 1.000 MMPCD, 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	3.810 millones de dólares	Bloque 1: PDVSA Bloque 2: ChevronTexaco (60%) y PDVSA (40%) (anteriormente ConocoPhillips) Bloque 3: ChevronTexaco Bloque 4: Statoil (51%) y Total (49%)
Mariscal Sucre	Explotación de reservas de gas no asociado costa afuera y construcción de una planta de GNL. Producción de gas Fase I: 600 MMPCD al mercado interno. Producción final estimada: 1.200 MMPCD (de los cuales 300 se destinarán al mercado interno, el resto será exportado).	Norte de Península de Paria	7.080 millones de dólares	Pdvsa

EL SECTOR DEL GAS

Nombre del proyecto	Descripción	Ubicación	Inversión	Financiamiento
Blanquilla, Tortuga y Punta Pescador	Exploración y explotación de reservas de gas no asociado en el marco del Proyecto Delta Caribe. El potencial de gas de estas áreas se estima en 11 billones de pies cúbicos. Este proyecto consta de 3 bloques ubicados en Blanquilla Este, frente al estado Nueva Esparta, uno en Punta Pescador, frente al estado Delta Amacuro y uno en Tortuga.	Nueva Esparta y Delta Amacuro.	700 millones de dólares (2009-2016) ¹²	Bloque Blanquilla Este y Tortuga: PDVSA (20%); Energías de Portugal (EDP) (10%); Gazprom (30%); ENI (20%); y Petronas (20%)
Gas Anaco	Exploración y explotación de reservas de gas no asociado y yacimientos con alta relación gas-petróleo (reservas de aproximadamente 24 BPC). Incluye construcción de 7 Centros Operativos para aumentar la producción de 1.400 MMPCD a 2.400 MMPCD de gas en la Fase I (3 centros), prevista para agosto de 2009 y a 2.800 MMPCD en Fase II (4 centros), prevista para septiembre de 2012.	Anzoátegui y Monagas	4.418 millones de dólares (2002 – 2012)	PDVSA
Yucal Placer Norte y Sur	Exploración y explotación de gas no asociado en áreas de 947 km ² (Norte) y 867 km ² (Sur) durante 35 años. Su desarrollo consta de dos fases. La producción de la primera fase se inició en 2004 y tiene una capacidad de producción de 100 MMPCD y la segunda fase contempla elevar la capacidad de producción a 300 MMPCD. El gas producido estará destinado en su totalidad para satisfacer el mercado interno.	Guárico	603 millones de dólares ¹³	Consorcio 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 a abastecer la planta eléctrica Termobarrancas y para gasificación del área. Está dividido en dos partes, la de producción temprana, con 20 MMPCD para generación de 80MW en el sitio y la segunda fase, con posibilidades de extraer 70 MMPCD e incluye la construcción de una planta termoeléctrica y el transporte de volúmenes adicionales de gas.	Barinas, Portuguesa y Trujillo	246 millones de dólares (2001-2036).	Repsol YPF

¹² y ¹³ ENAGAS, 2005.

Nombre del proyecto	Descripción	Ubicación	Inversión	Financiamiento
Tinaco y San Carlos	Exploración y explotación de gas no asociado en las áreas de Tinaco (962Km2) y San Carlos (506Km2).	Cojedes, Portuguesa y Barinas	Actividad ejecutada: 38 millones de dólares. Plan de inversión a mediano plazo: 27 millones de dólares.	Petrobrás
Tiznado y Barbacoas	Exploración y explotación de gas no asociado en los pozos de Tiznado y Barbacoas con extensiones de 821 Km2 y 832 Km2, respectivamente.	Guárico y Aragua	60 millones de dólares. (2001-2007)	Pluspetrol
Quiriquire Profundo	Exploración y explotación de gas no asociado durante 20 años. Superficie: 93,16 kms ² . Potencial de producción de gas: 280 millones de pies cúbicos diarios	Monagas	8,73 millones de dólares ¹⁴	Empresa Mixta Quiriquire Gas, S.A. - Repsol (60%) y Pdvsa (40%)
Copa Macoya	Exploración y explotación de gas no asociado. (2006-2025). Superficie: 290,25 kms ² . Potencial de producción de gas: 120 millones de pies cúbicos diarios.	Guárico	No disponible	Empres Mixta Gas Guárico, S.A. - Teikoku Oil (70%) y Pdvsa (30%)
Procesamiento				
Jose 250 - Procesamiento de LGN	Expansión de plantas de extracción de los componentes líquidos del gas natural (LGN) y fraccionamiento de gas natural, para satisfacer demanda del mercado interno y suministro de gas inyectado a campos petroleros del norte de Monagas. Objetivo: procesar 1000 MMPCD. Contempla la construcción de: - 4to tren de extracción de gas en la Planta de San Joaquín (1000 MMPCD) - Tren adicional de fraccionamiento de 50 MBD de LGN en Jose con capacidad para procesar 250 MBD de LGN. - Ampliación del terminal marino de Jose y del poliducto San Joaquín-Jose con una extensión de 113 Km.	Anzoátegui y Monagas	664 millones de dólares (Culminación: 2014)	Pdvsa

14 Información Plan de Negocios Repsol 2004.

Nombre del proyecto	Descripción	Ubicación	Inversión	Financiamiento
Complejo Criogénico de Occidente	Construcción de una planta criogénica en el Occidente del país para procesar 950 MMPCD de gas. Montaje de tuberías e infraestructura necesarias para retornar el gas residual a las instalaciones de Exploración y Producción de Occidente. Construcción de un nuevo Tren de Fraccionamiento en el Complejo Ulé. Producción estimada: 60 MBD de LGN y 62 MBD de etano.	Zulia	1.437 millones de dólares (Culminación: 2011)	Pdvsa
Acondicionamiento de Gas y Líquidos Anaco (AGLA)	Desarrollar infraestructura para el acondicionamiento de 815 MMPCD de gas en los campos San Joaquín, Guario y el Roble y dar seguridad integral y calidad a los procesos mecánicos que se ejecuten en cada una de las plantas de extracción de LGN.	Anzoátegui	242 millones de dólares (Culminación 2012)	Pdvsa
Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA)	Construcción de instalaciones para el procesamiento de gas, petroquímica y producción de GNL para la exportación. El gas provendrá de la Plataforma Deltana y del Proyecto Mariscal Sucre. Extensión: 6.300 hectáreas en tierra firme y 11.000 hectáreas mar adentro.	Sucre	15 mil millones de dólares (2006-2013) ¹⁵	Tren 1 de liquefacción: PDVSA (60%), Galp (15%), Chevron (10%), Qatar Petroleum (10%), Mitsubishi/Mitsui (5%). Gas proveniente de bloque 2 de la Plataforma Deltana.
				Tren 2 de liquefacción: PDVSA (60%), Galp (15%), Enarsa (10%), Mitsubichi/Mitsui (5%), Itochu (10%). Gas proveniente de bloque 1 de la Plataforma Deltana.
				Tren 3 de liquefacción: PDVSA (60%), Gazprom (15%), Petronas (10%), Eni (10%), EDP (5%) Gas proveniente de bloques Blanquilla y Tortuga.

15 Nota de prensa, sitio web de PDVSA

Nombre del proyecto	Descripción	Ubicación	Inversión	Financiamiento
Sistemas de transporte de gas				
Interconexión Centro-Occidente (ICO)	Desarrollo de infraestructura para interconectar los sistemas de transporte de gas Centro-Oriente (de Anaco, en Anzoátegui, a Barquisimeto, en Lara) con Occidente (de Ulé, en Zulia, a Amuay, en Falcón). Incluye gasoducto de 300 km de longitud y 3 plantas compresoras para interconectar los dos sistemas y garantizar el suministro de gas al Centro de Refinación Paraguaná y exportar gas hacia Colombia y Centro y Suramérica en el largo plazo.	Centro, Oriente, Occidente	715 millones de dólares (Culminación: 2010)	Pdvsa Gas
Sistema Nor-oriental de Gas (SINORGAS)	Construcción de infraestructura necesaria para incorporar el gas proveniente de desarrollos costa afuera al mercado interno. Primera Etapa: 472 Km de gaseoductos. Segunda Etapa: Gasoducto Güiría – Muscar (259 Km), 3 plantas compresoras.	Anzoátegui, Sucre, Monagas y Nueva Esparta	2.162 millones de dólares (Culminación 2014)	Pdvsa Gas
Eje Norte-Llanero	Desarrollo de infraestructura de transporte de gas desde Anaco hasta Táchira a través del norte llanero, para suplir demanda de regiones Centro-occidente, Sur y Nor-occidente.	Centro, Oriente, Occidente	1.919 millones de dólares (2007-2017) ¹⁶	Pdvsa Gas
Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte	Infraestructura para el intercambio de gas entre Venezuela y Colombia a través de la construcción de 225 Km de tubería desde Campo Ballenas en Colombia, hasta las plantas eléctricas Rafael Urdaneta y Ramón Laguna en el estado Zulia. Los primeros cuatro años el flujo será de Colombia hacia Venezuela, y los siguientes 16 de Venezuela hacia Colombia. Capacidad de 150-200 MMPCD.	Zulia	659 millones de dólares.	Pdvsa Gas

16 Presentaciones V Congreso y IX Exposición Internacional del Gas, Cámara Petrolera. Octubre, 2008.

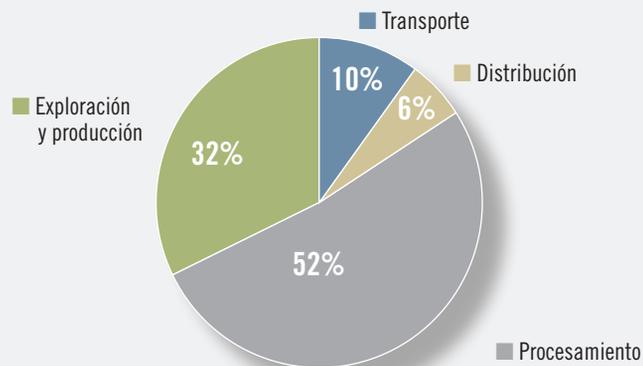
Nombre del proyecto	Descripción	Ubicación	Inversión	Financiamiento
Distribución				
Gasificación Nacional	Instalar redes de distribución de gas metano a fin de suministrar gas a 3.260.000 familias en todo el territorio nacional.	Todo el país	2.334 millones de dólares (Culminación 2016) ³	Pdvsa Gas
Miniplantas/Planta de GLP (Gas licuado de petróleo)	Construcción de un conjunto de miniplantas de GLP	Todo el país	7,91 millones de dólares.	Pdvsa Gas

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA 2008, ENAGAS, Información financiera y operacional al 31/12/2007, PDVSA y sus filiales, Gaceta Oficial 37.266 y 38.636, Presentaciones V Congreso y IX Exposición Internacional del Gas - Cámara Petrolera, Octubre 2008 y Notas de Prensa Oficiales sitio web de PDVSA.

El 84% de la inversión se concentra en las áreas de Exploración y Producción y Procesamiento. PDVSA es el mayor inversionista del sector y la única empresa que invierte en todas las áreas. La participación privada está concentrada principalmente en exploración y producción; la inversión privada en procesamiento se observa en el proyecto Delta Caribe Oriental.

Inversión prevista en nuevos proyectos, 2006-2016

(En porcentaje)



Fuente: ENAGAS, Información financiera y operacional al 31/12/2007, PDVSA y sus filiales, Gaceta Oficial 37.266 y 38.636, Presentaciones V Congreso y IX Exposición Internacional del Gas - Cámara Petrolera y Notas de Prensa Oficiales sitio web de PDVSA.

El marco regulatorio de las empresas que participan en el negocio del gas con licencias de exploración y producción se ha mantenido sin modificaciones, a pesar de que a principios de 2007 se propuso su migración a la figura de Empresas Mixtas. Aunque no se modificó el status de los acuerdos existentes hasta entonces, las nuevas licencias se otorgaron siguiendo el modelo de empresa mixta, con participación de PDVSA.

Proyectos Gasíferos

El Plan Estratégico para Desarrollos de Gas de PDVSA, establece un total de inversión de 16.780 millones de dólares entre 2006 y 2012. La meta establecida por PDVSA, es aumentar los niveles de producción a 11.500 millones de pies cúbicos diarios, partiendo del nivel actual de aproximadamente 7.000 millones de pies cúbicos diarios (tómese en cuenta que este valor de producción incluye la porción consumida en la producción de petróleo). Según PDVSA Gas, los principales proyectos incluyen Proyecto de Gas Anaco, AGLA fase II, Jose 250, Mariscal Sucre, Gran Delta Caribe Oriental, Complejo Criogénico de Occidente, Interconexión Oriente Centro Occidente, Sistema Nor-Oriental de Gas, Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte y Acondicionamiento del Sistema de Transporte. En junio de 2007, PDVSA calculó el avance global de estos proyectos en 36%.

Los proyectos de exploración y producción de gas costa afuera tienen como objetivo principal superar el déficit en el suministro de gas que presenta el mercado nacional, calculado en unos 1.000 millones de pies cúbicos diarios, y que se agudiza con la demanda de plantas de energía y petroquímica.

Rafael Urdaneta

El proyecto Rafael Urdaneta está ubicado en el Golfo de Venezuela y al noroeste del estado Falcón. Este proyecto consiste en un conjunto de 29 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 y de unos siete mil millones de barriles de hidrocarburos líquidos. La finalidad es producir unos 1.000 millones de pies cúbicos diarios que serán destinados al mercado interno y el excedente para oportunidades de negocio en el mercado internacional.

En abril de 2005 comenzó la invitación a socios para la fase A, en la que se ofrecieron cinco bloques exploratorios en el área del Golfo: Bloque Cardón III, Urumaco I, II y III, y Moruy III. También se ofertó un bloque de desarrollo en La Vela Sur. Las extensiones individuales de los bloques no exceden los mil kilómetros cuadrados. En esta primera ronda se asignaron bloques a las empresas ChevronTexaco y Gazprom. En noviembre de 2005 se inició la fase B, en la que se ofertaron 5 áreas: Cardón II, Cardón IV, Castilletes NE II, Moruy II y Urumaco III. Se asignaron bloques a las empresas Petrobrás y Teikoku, Petropars, Eni, Repsol YPF y Vinccler Oil & Gas.

En noviembre de 2008, la empresa rusa Gazprom y PDVSA iniciaron la fase exploratoria del proyecto, al comenzar la perforación del primer pozo gasífero, en el bloque Urumaco I con una extensión de 998 kilómetros cuadrados.

Según reporta PDVSA, el monto de la inversión se estima en 1.960 millones de dólares hasta el año 2015.

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. ChevronTexaco obtuvo una licencia de exploración y producción de gas para los bloques 2 y 3 (en el bloque 2 en asociación con ConocoPhillips, que salió de la asociación en 2007). Statoil y Total tienen la licencia del cuarto bloque y el bloque 5 aún no se ha otorgado.

En los bloques 2 y 3 finalizó la etapa exploratoria y se declararon comerciales. La exploración costó un poco más de 120 millones de dólares, y se cuantificaron siete billones de pies cúbicos de gas natural que una vez licuado irá a los mercados internacionales. En el bloque 4, se culminó ya el programa mínimo exploratorio para la licencia de gas, donde las empresas Total y Statoil cuantificaron 0,3 billones de pies cúbicos de reservas probadas en Cocuina y se encuentran en preparación del Plan de Desarrollo para integrarlas como gas de respaldo para la alimentación del Tren-1 de GNL del Proyecto Delta Caribe Oriental. En las áreas Ballena y orca no se lograron cuantificar volúmenes comerciales de gas.

Por otro lado, en septiembre de 2007 Pdvsa anunció que duplicó sus reservas de gas en la Plataforma Deltana, pasando de 3,5 billones de pies cúbicos a más de 7 billones de pies cúbicos, como resultado del programa exploratorio que ha venido llevando a cabo la empresa ChevronTexaco.

Una vez que se haya determinado la comercialización de las reservas encontradas, Pdvsa trabajará en el futuro desarrollo del área, en la cual se espera que la producción comercial comience en el año 2014. Según reporta PDVSA, el monto de la inversión se estima en 3.810 millones de dólares.

Al cierre de 2008 el saldo de las obras en progreso fue de aproximadamente 162 millones de dólares. La puesta en marcha de la primera fase del proyecto, que abarca la instalación de 115 kilómetros de tubería y una planta de deshidratación, permitiendo abastecer el mercado interno con 600 millones de pies cúbicos de gas al día, se espera para finales de 2009. Se estima que para 2012 sean certificados 11 mil 500 millones de pies cúbicos, colocando a Venezuela como la cuarta reserva mundial de gas.

Mariscal Sucre

Este proyecto ha sido adelantado por PDVSA para desarrollar las reservas de gas no asociado y líquidos condensados de los campos ubicados al norte de Paria, cuyas reservas se calculan en unos 14,3 billones de pies cúbicos. El proyecto 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 de gas se calcula en 600 millones de pies cúbicos diarios, para luego alcanzar 1.200 millones de pies cúbicos diarios en el 2012. La empresa brasilera Petrobrás estuvo en negociaciones para una posible participación en el proyecto, sin embargo en noviembre de 2007 se declaró fuera del mismo.

En junio de 2008, PDVSA anunció el inicio de las operaciones del barco taladro “Neptune Discoverer”, en el Campo Dragón. El contrato con la empresa Neptune Marine Oil & Gas Ltd., de origen noruego, tiene una duración de 4 años, y se espera que perfore 21 pozos para alcanzar una producción de aproximadamente 600 millones de pies cúbicos de gas por día en la primera etapa.

Mariscal Sucre comprende además el procesamiento de 4,7 millones de toneladas métricas de GNL por año.

La producción de gas derivada de este proyecto será utilizada en su mayoría para abastecer al mercado interno y para el Proyecto GNV, el Plan Nacional de Gas Doméstico y la conversión a gas de las distintas centrales termoeléctricas del país. PDVSA estima la inversión requerida para el desarrollo de los campos Costa Afuera en 7.080 millones de dólares. Al cierre de 2007 el saldo de las obras en progreso fue de 136 millones de dólares, y al cierre de 2008 el saldo fue de 731 millones de dólares.

Gran Delta Caribe Oriental

Este proyecto contempla la construcción de infraestructura para incorporar al mercado interno el gas proveniente de los desarrollos de costa afuera del oriente del país: Mariscal Sucre, Plataforma Deltana y los bloques Blanquilla y Tortuga, que surtirán al Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA).

El Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA), enmarcado dentro del Proyecto Delta Caribe, comprende la construcción de plantas de licuefacción, industrialización y petroquímica en Güiría, estado Sucre; así como también la construcción de plantas de generación, transmisión y distribución eléctrica. La inversión total estimada es de 15 mil millones de dólares.

En septiembre de 2008 se firmaron 8 acuerdos marco para la construcción de tres trenes de transporte y licuefacción de gas natural con empresas de Qatar, Estados Unidos, Japón, Italia y Malasia, entre otros. Se prevé que para 2013 se inicie la comercialización de gas natural licuado al mercado nacional e internacional.

Otros proyectos

En el año 2007 se concretó la puesta en marcha del gasoducto transoceánico “Antonio Ricaurte”, entre Venezuela y Colombia, de 225 kilómetros de longitud. 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 y a más largo plazo a Panamá. Actualmente Venezuela recibe desde Colombia 147 millones de pies cúbicos de gas por día. El costo del proyecto se estimó, según PDVSA, en 659 millones de dólares.

PDVSA Gas también contempla proyectos adicionales de mejoramiento o ampliación en los sistemas de transporte a nivel nacional. Entre estos proyectos se destacan la ampliación de los sistemas de transporte Gas Anaco – Puerto Ordaz, Gas Anaco – Jose, y Gas Anaco – Barquisimeto. También resalta la restauración de transmisión Altagracia-Arichuna y la construcción de la Estación Terminal Tocoa. Se planea invertir adicionalmente en el mejoramiento del suministro de gas a diversas plantas eléctricas nacionales.

Los Ministerios del Poder Popular para las Finanzas, para las Industrias Ligeras y Comercio, para la Infraestructura y para la Energía y Petróleo, han elaborado un programa de incentivos a fabricantes, ensambladoras, importadoras y concesionarias al uso del Gas Natural Vehicular (GNV). Para 2009 al menos 30% de la producción de vehículos

debe tener sistema dual, es decir, incluir el uso GNV como combustible. Se pretende subir el porcentaje de vehículos que emplee esta fuente de energía a 40% en 2010 y 50% en 2011. PDVSA asumirá costos de adquisición e importación de equipos necesarios para conversión a sistema dual (Gaceta Oficial 38.967, del 07 de julio de 2008).

También se decretó que los vehículos de carga y de transporte público y privado de pasajeros importados y ensamblados en el país, deberán instalar dispositivos para el uso indistinto de GNV y combustible líquido antes de su venta al público a partir del 1 de abril de 2008.

Precios del gas

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

En 2004, estas autoridades establecieron que los precios del gas debían aumentar paulatinamente hasta alcanzar en 2007 en promedio 33,80 bolívares por metro cúbico para los consumidores domésticos y comerciales, sin embargo esto no se logró. En 2006 una nueva regulación estableció que para el año 2007, los precios debían alcanzar aproximadamente 26,86 bolívares por metro cúbico. La nueva meta se estableció en 45,42 bolívares por metro cúbico para el año 2015.

El precio del gas establecido en Venezuela para 2008 representa menos del 7% del precio promedio en el mercado internacional.

Precios nacionales e internacionales del gas

(Dólares por millón de unidades térmicas británicas-BTU)

	Nacionales*		Internacionales		Internacionales	
	(regulados para 2008)		(enero de 2008)		(enero de 2009)**	
	Anaco	Lago	Henry Hub	NYC Gate	Henry Hub	NYC Gate
Centro de despacho Anaco	0,32	0,64	8,51	9,13	5,63	7,70
Promedio	0,48		8,82		6,65	

Fuente: precios nacionales: Gaceta Oficial 38.401; precios internacionales: EIA.

* Gas de consumo doméstico

** Precios al 02 de enero 2009

EL SECTOR ELÉCTRICO

LOS NÚMEROS DE LA ELECTRICIDAD EN 2008

- Capacidad instalada de generación: 23.154 megavatios
- Demanda máxima: 16.351 megavatios
- Energía generada: 118.131 gigavatios/hora
- Energía generada por fuente: 73% hidroelectricidad y 27% termoelectricidad.
- Transmisión: 11.794 kilómetros
- Consumo: 117.665 gigavatios/hora¹⁷.

Marco legal

- Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (1999). Establece el acceso a los servicios básicos (entre los cuales está el servicio eléctrico) como un derecho, y la responsabilidad de brindarlos se comparte entre los ciudadanos y el Estado. El régimen general de los servicios públicos es competencia del poder nacional, mientras que la dotación y prestación de los servicios domiciliarios es competencia de los municipios; específicamente en el caso del servicio eléctrico, los municipios actúan como promotores y fiscalizadores de la calidad del servicio (LOSE).
- Ley orgánica del servicio eléctrico 2001 (LOSE). Rige las actividades de generación, transmisión y gestión del Sistema Eléctrico Nacional, así como la distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica. Establece que la generación y comercialización están abiertas a la competencia, las actividades de transmisión y distribución están sujetas a concesión. La planificación de todas las actividades es atribución del Ministerio de Energía y Petróleo, al igual que el otorgamiento de concesiones, que requiere además la autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. La gestión del Sistema Eléctrico Nacional se lleva a cabo de manera centralizada por una empresa propiedad de la República denominada en la ley Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNG). Esta ley sigue vigente, a pesar de que se ha planteado su reforma luego de la nacionalización del sector.
- Ley Orgánica de Reorganización del Sector Eléctrico (2007). Todos los activos y pasivos de las empresas eléctricas nacionales se traspasarán a una empresa estatal, con la figura de sociedad anónima, denominada Corporación Eléctrica Nacional S.A. Esta empresa está adscrita al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, y actúa como operadora estatal encargada de la realización de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica. Las disposiciones establecidas en la Ley Orgánica de Reorganización del Sector Eléctrico, prevalecen sobre la LOSE (ver Decreto Ley 5330, artículo 14).
- Reglamento General de la Ley del servicio eléctrico (2000). Desarrolla las disposiciones de la ley que rige el servicio eléctrico en el Territorio Nacional.

¹⁷ En 2007 el consumo de electricidad fue de 112.776 gigavatios/hora, de los cuales 74% (83.092 gigavatios) fueron facturados.

- Reglamento de Servicio (2003). Establece las normas y condiciones que regirán la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica y las relaciones entre la distribuidora y sus usuarios.
- Tarifas eléctricas vigentes. El Menpet es el órgano encargado de aprobar el régimen tarifario para el sector eléctrico nacional. Según lo establecido en la LOSE, la Comisión Nacional de Energía será la encargada de identificar y evaluar los mecanismos y métodos para la formación de los precios y la fijación de las tarifas eléctricas. Así mismo, es competencia de este organismo el elaborar la propuesta de las tarifas eléctricas que será sujeta a aprobación del Menpet.

Regulación por área geográfica

- El Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo, emitió una resolución de carácter transitorio en octubre de 2007 (publicado en Gaceta Oficial número 38.785) que reorganiza territorialmente el ejercicio de la actividad de distribución de potencia y energía eléctrica. Se crean las regiones operativas: Noroeste (estados Zulia, Falcón, Lara y Yaracuy), Norcentral (Carabobo, Aragua, Miranda, Vargas y Distrito Capital), Oriental (Anzoátegui, Monagas, Sucre, Nueva Esparta y Delta Amacuro), Central (Guárico, Cojedes, Portuguesa, Barinas y Apure), Andina (Mérida, Trujillo y Táchira) y Sur (Bolívar y Amazonas). La resolución también instruye a las compañías eléctricas nacionales a operar y mantener las instalaciones de distribución en cada uno de los estados o regiones que les corresponda.

Impuestos

- Impuesto sobre la renta: 34%
- La ley de reorganización del sector eléctrico (2007) establece que la prestación de este servicio excede el ámbito municipal y estatal, por lo cual las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica no estarán sujetas al pago de tributos estatales y municipales.

Actores relevantes

- 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.
- Corporación Eléctrica Nacional S.A. (Corpoelec): empresa operadora estatal creada 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. Está adscrita al Ministerio de Energía y Petróleo y su capital social queda conformado 75% por la República y 25% por PDVSA. Corpoelec es el instrumento para reorganizar el sector eléctrico, agrupando mediante la figura de filiales a las empresas eléctricas nacionales, que deberán fusionarse en una personalidad jurídica única en un plazo de tres años. El 8 de agosto de 2007 Corpoelec entró en operación.
- Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico (Fundelec): Organismo encargado de servir como soporte técnico al Ejecutivo Nacional para la definición y el establecimiento de los criterios, normas y procedimientos más adecuados que permitan el ordenamiento

y el desarrollo armónico del sector eléctrico, la mejor prestación del servicio eléctrico y la consolidación de la función reguladora del Estado en 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 aún no ha entrado en funcionamiento, por lo que sus funciones son llevadas a cabo por el MENPET, a través del Viceministerio de Energía.
- Centro Nacional de Gestión (CNG): Institución con el objetivo de controlar, supervisar y coordinar la integración entre las operaciones de generación y transmisión del servicio eléctrico. La creación del CNG como empresa del Estado se autorizó en diciembre de 2006 (decreto 5.026 publicado en gaceta oficial 38.576). La institución sustituiría a la Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS) a partir de enero de 2007. El proceso de transición está por concluirse. Según la LOSE, la supervisión del CNG está en manos de MENPET y la fiscalización en manos de la CNEE.
- Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica (Caveinel): organismo que agrupaba a las empresas públicas y privadas de servicio eléctrico en Venezuela cuyo principal objetivo era 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. Luego de la nacionalización del sector, el organismo quedó a la deriva, sin embargo el presidente de Corpoelec, Hipólito Izquierdo, declaró en agosto de 2008 que la Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica (Caveinel) será reactivada. Dijo que su finalidad es “consolidar un sector privado que nos apoye en este esfuerzo que adelantamos y contribuya con la elaboración de las estadísticas del sector”.

Empresas del Sector

A raíz del anuncio de nacionalización del sector eléctrico llevado a cabo por el presidente Chávez en enero de 2007, las actividades del sector eléctrico están mayoritariamente en manos estatales. La nacionalización implicó la adquisición por parte del Estado de las siguientes empresas: La Electricidad de Caracas (EDC) 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 de Valencia (Elevel), la Compañía Anónima Luz y Fuerza Eléctrica (Calife) en Puerto Cabello y la Electricidad del Estado Bolívar (Elebol). La compra de las compañías mencionadas se efectuó a través de PDVSA entre febrero y julio de 2007, a excepción de Elebol, cuyos activos estaban en posesión del Ministerio de Energía y Petróleo desde agosto de 2006.

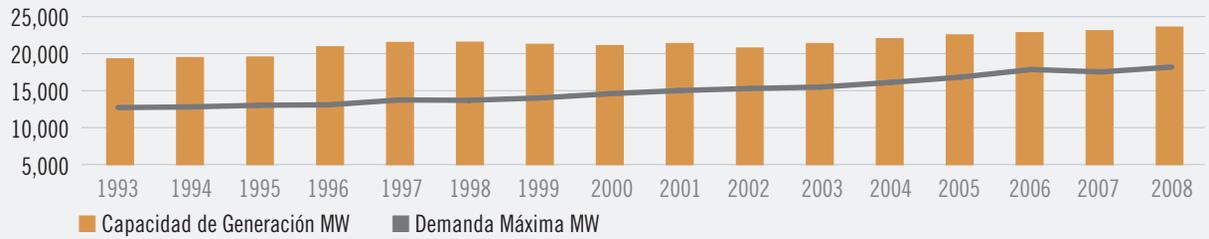
Antes del proceso de nacionalización, el Estado venezolano ya era propietario de las empresas ENAGEN (empresa creada en noviembre de 2006), CADAPE (y sus filiales), EDELCA, ENELVEN (y su filial ENELCO) y ENELBAR, que en conjunto representaban aproximadamente 86% de la capacidad instalada de generación. Desde la creación de Corpoelec, las empresas que conforman el sector eléctrico nacional pasaron a ser filiales de la corporación.

Capacidad Instalada y Generación eléctrica

En 2008 la capacidad instalada de generación eléctrica fue de 23.154 megavatios y la demanda máxima fue de 16.351 megavatios. Del total de la capacidad instalada, 63% provino de fuentes hidroeléctricas y 37% de fuentes termoeléctricas.

Capacidad de generación y demanda máxima, 1993-2008

(Megavatios)



Fuente: Boletines mensuales CNG (OPSIS).

En 2008 se generaron 118.131 gigavatios/hora de electricidad, de los cuales 73,3% corresponde a hidroelectricidad y 26,7% a termoelectricidad.

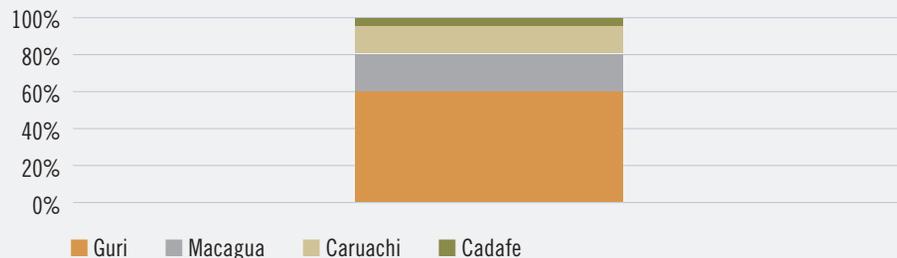
Hidroelectricidad

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. Al cierre de 2008 esta empresa contaba con una capacidad instalada de 13.977 megavatios. En 2008, EDELCA generó 84.635 gigavatios hora, lo que representa el 72% de la generación total del país durante ese año.

Adicionalmente, Cadafe tiene una capacidad hidroeléctrica instalada de 620 megavatios, cuya generación en 2008 fue de 2.069 gigavatios/hora. La operación de estas plantas se traspasó a EDELCA en octubre de 2007.

Capacidad instalada hidroeléctrica, 2008

(Megavatios)



Fuente: Boletín CNG (OPSIS), diciembre de 2008.

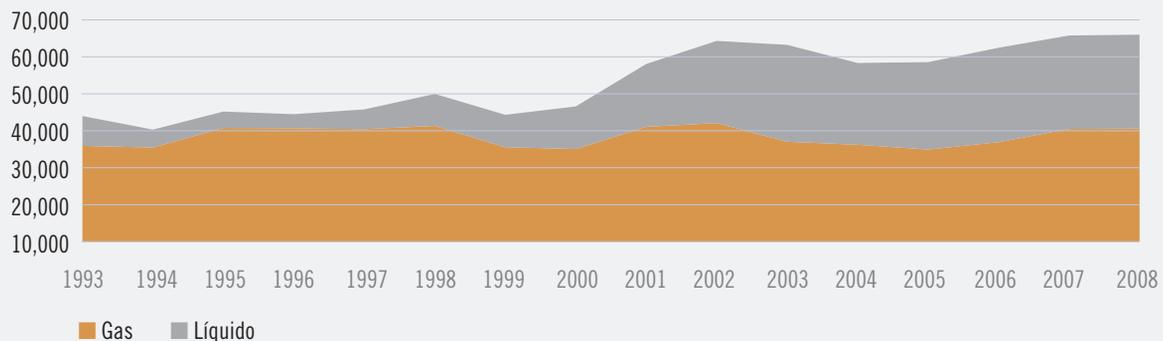
Termoelectricidad

Según el Centro Nacional de Gestión (CNG), la generación termoeléctrica está distribuida entre las empresas Cadafe, Enelbar, Enelco, Enelven, EDC, Elevel, Seneca y Turboven. Al cierre de 2008 la capacidad instalada total fue de 8.557 megavatios. Cadafe es la empresa con mayor capacidad instalada para la producción termoeléctrica (3.772 megavatios). La generación de energía termoeléctrica en 2008 fue de 31.427 gigavatios hora.

El parque de generación térmica venezolano emplea tres tipos de combustibles fósiles: gas, gasoil y fuel oil. La proporción del consumo de gas ha disminuido, mientras que el consumo de gas oil y fuel oil ha venido aumentando 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, 1993-2008

(Millones de barriles de petróleo equivalentes)

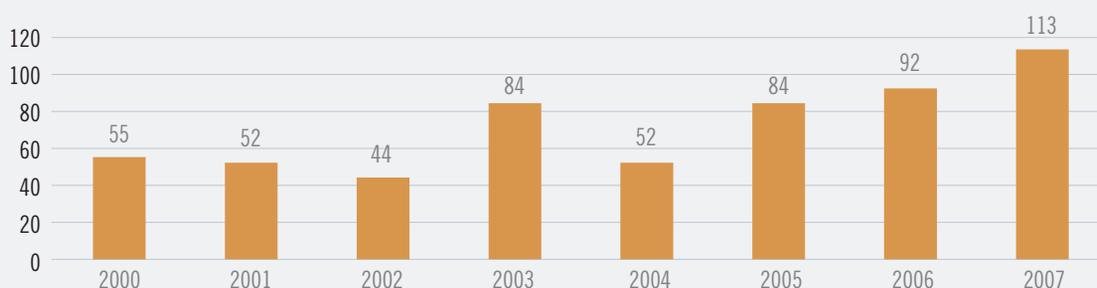


Fuente: Boletines CNG (OPSIS).

En 2008 el consumo de combustibles fósiles fue de 64 millones de barriles de petróleo equivalentes, de los cuales el gas natural representó el 55%, mientras que los líquidos, fuel oil y gas oil representaron respectivamente el 22% y 23% del combustible empleado en la generación termoeléctrica en Venezuela.

Por otro lado, el número de eventos con racionamientos mayores a cien megavatios registradas en 2007 se ubicó en 113, mientras que para año 2006 el total de fallas ascendió a 92. En el período 2000-2007 el número de fallas promedio fue 72.

Número de Eventos de racionamiento mayores a cien megavatios, 2000-2007



Fuente: Boletines mensuales CNG (OP SIS). Para 2007 información de El Universal 11/03/2008.

Transmisión

Las empresas encargadas de la transmisión eléctrica son Edelca, Cadafe, Enelbar, Enelco, Enelven, 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 (3.606 kilómetros), 230 kilovatios (5.794 kilómetros), 138 kilovatios (4 kilómetros) y 115 kilovatios (307 kilómetros). La longitud total de la red de transmisión para 2008 fue de 11.794 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, Enelven, 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 38.785 el país se divide en seis regiones: Noreste, Norcentral, Oriental, Central, Andina y Sur.

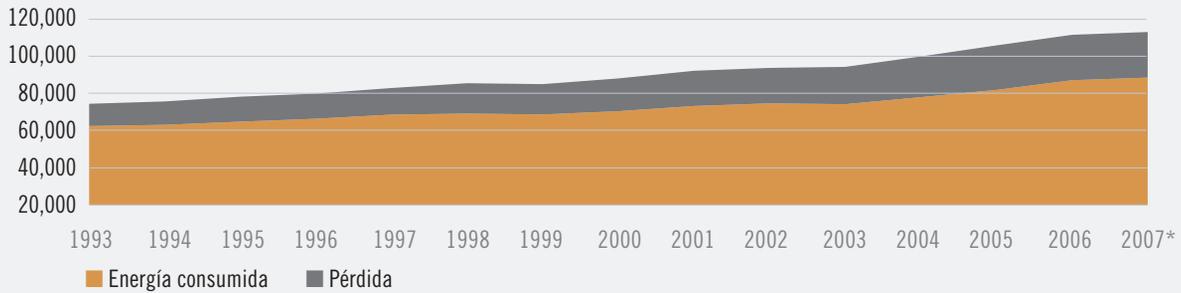
La resolución contempla además, la transferencia de instalaciones de distribución, antes propiedad de Cadafe, a otras empresas que serán las nuevas encargadas de su operación y mantenimiento. Enelbar será la encargada de las instalaciones de Carabobo y Yaracuy; Enerven de las de Falcón; Edelca de las de Amazonas y Bolívar; y EDC de las instalaciones de Aragua y Miranda. Planta Centro, la termoeléctrica más grande de América Latina, ubicada en Morón, estado Carabobo, queda bajo el control de PDVSA.

Consumo

El consumo del Sistema Eléctrico Nacional al cierre de 2008 fue de 117.665 gigavatios hora, 4,3% más que lo reportado en 2007, atribuyéndose en gran medida este aumento a CADAFE. Así mismo, durante este año hubo un intercambio neto de electricidad con Colombia y Brasil equivalente a 0,4% del total consumido nacional.

Con relación al comportamiento del consumo en los últimos años, entre 1994 y 2007 el consumo de energía eléctrica creció en promedio a una tasa del 3,5% anual. El año con el mayor crecimiento del consumo fue 2006, con 8,4%; mientras que el año con menor crecimiento fue 2003, cuando disminuyó en 0,8%.

Generación y consumo, 1993 - 2007

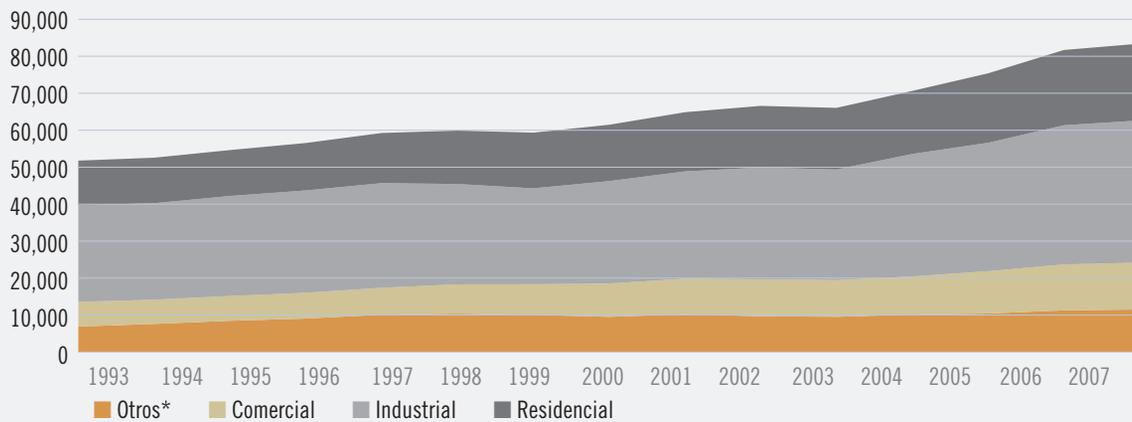


Fuente: Estadísticas Caveinel. Energía generada neta de 2007 tomada de Boletín anual CNG (OP SIS). Consumo de 2007 estimado con tasa de crecimiento de 2,10% (según CNG - OPSIS).

El crecimiento del consumo de electricidad acumulado entre 1994 y 2007 fue de 49,1%. En el mismo periodo, el consumo residencial creció en 56,1%, el industrial en 40,3% y el comercial en 66,4%.

Consumo por sector económico 1993-2007

(Miles de gigavatios hora)



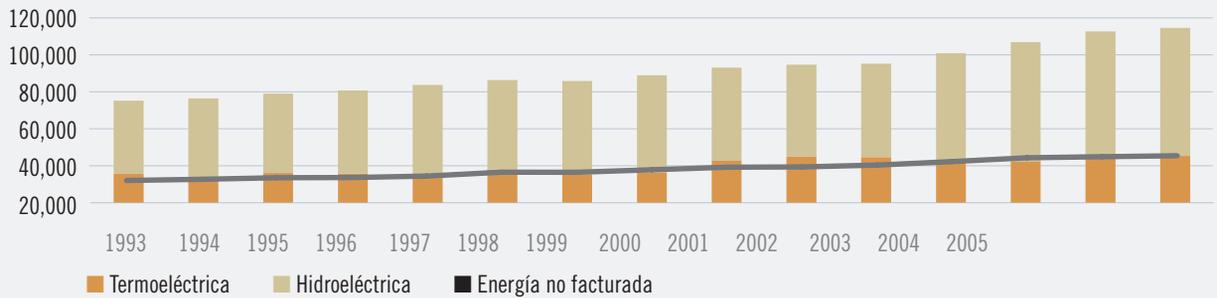
* Incluye pérdidas técnicas y robo de energía.

Fuente: Estadísticas Caveinel. Para 2006 y 2007 cálculos propios basados en un crecimiento del consumo de 8,38% y 2,10% respectivamente (según CNG-Op sis).

En 2007, 26,3% de la energía eléctrica generada no fue facturada; de esta cifra una porción corresponde a pérdidas técnicas, pero gran parte corresponde a hurto de electricidad. El valor de energía no facturada es similar al total de la energía termoeléctrica generada.

Energía eléctrica no facturada¹⁸

(Miles de gigavatios hora)



Fuente: Estadísticas Caveinel, CNG (OPSIS) y cálculos propios.

Inversiones en el sector

El plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación, planteado por el Presidente Hugo Chávez para el periodo 2007-2013, plantea entre sus objetivos el incremento de la producción de energía eléctrica, y la expansión y adaptación del sistema de transmisión y distribución. A tal fin, y luego de presentarse fallas importantes en el primer trimestre de 2008, la Corporación Eléctrica Nacional (Corpoelec) desarrolló la propuesta de , que incluye 42 proyectos cuya culminación se prevé para el año 2014.

El total de 42 proyectos se desgrega en: 18 para la expansión de generación, 11 de transmisión asociada a la generación y 13 en la ampliación de redes de transmisión.

18 Aún cuando no se posee información con relación a la energía no facturada en el año 2008, se estima que la tendencia se ha mantenido.

Proyectos de Generación Eléctrica

Proyecto	Tipo de Generación	Capacidad	Monto de la Inversión	Ejecutor / Inversionista	Información adicional
		(megavatios)	(millones de US\$)		
Central Hidroeléctrica Manuel Carlos Piar Tocoma	Hidroeléctrica	2.160	3.600	Edelca	Para marzo de 2008, se reportó avance físico de 20%. Se estima que el proyecto culmine en 2014. CAF y BID participan en el financiamiento, con 600 y 750 millones de dólares respectivamente.
Bajo Caroní - Estado Bolívar					
Central Hidroeléctrica Fabricio Ojeda La Vueltoza	Hidroeléctrica	514	361	Cadafe - Edelca	Para Febrero de 2009, se reportó un avance de alrededor de 68% las obras civiles; los equipos electromecánicos están a prueba. Se espera que la unidad I (257 MW) esté operativa en agosto 2009 y la unidad II (257MW) en octubre 2009 PDVSA y Fondespa participan en el financiamiento.
Cuenca del río Caparo - Estado Mérida					
Complejo Termoeléctrico G/J Rafael Urdaneta Termozulia I y II	Termoeléctrica	Termozulia I: 470. Termozulia II: 490.	Termozulia I: 400. Termozulia II: 572.	Enelven	La ampliación de la capacidad de Termozulia I se culminó en 2007 con la incorporación del ciclo combinado. En octubre de 2008 se inauguró la primera unidad generadora de Termozulia II (150 MW) y se espera que esta fase de la obra finalice en 2009, alcanzando la capacidad de 490 MW. Ha sido desarrollada con aportes del Fonden, Fondespa y del Fondo Chino-Venezolano
Estado Zulia					
Central Termoeléctrica Josefa Camejo	Termoeléctrica	450	220	Corpoelec (Enelven) – PDVSA	En noviembre de 2008 se inauguró la primera fase, con capacidad de 150 MW.
Estado Falcón					

Proyecto	Tipo de Generación	Capacidad	Monto de la Inversión	Ejecutor / Inversionista	Información adicional
		(megavatios)	(millones de US\$)		
Modernización de Planta Centro 1	Termoeléctrica	400	978	Corpoelec	Recuperar los 400 MW instalados en la Unidad 1, mediante la Modernización de sistemas de control de unidades 1 y 2, Conversión a gas Caldera N° 1 además de realizarse obras y servicios como mantenimiento, reparaciones y ensayos no destructivos en las áreas de ciclo, turbinas y calderas. El avance de la obra se declara del 62% y se espera que sea terminada en Junio 2009
Estado Carabobo					
Argimiro Gabaldón	Termoeléctrica	120	84	Corpoelec	Suma 120 MW, al poner en marcha la tercera unidad turbogeneradora, con capacidad de 40 MW.
Estado Lara					La obra inició en 2006 y culminó en 2008.
Planta Termoeléctrica "Antonio José de Sucre"	Termoeléctrica	1000	2000		Construcción de una planta de aproximadamente 1000 MW en ciclo combinado, cuyos equipos principales son: 4 turbogas, 4 calderas de recuperación de calor.
Estado Sucre					
Plan Generación Distribuida					
Todo el País		1000	513		Instalación de 34 plantas de generación distribuidas de las cuales 22 ya están operativas y se estima para el primer semestre del 2009 la incorporación de las restantes.

Proyecto	Tipo de Generación	Capacidad	Monto de la Inversión	Ejecutor / Inversionista	Información adicional
		(megavatios)	(millones de US\$)		
Modernización Central Hidroeléctrica Simón Bolívar			1.069		Extender la vida útil del equipamiento mayor de la planta en 25 años a través de la Rehabilitación, acondicionamiento y adecuación tecnológica de los equipos principales
Edo. Bolívar					La obra inició en Enero 2001 y se estima que culmine en diciembre 2014
Proyecto Termocentro	Termoeléctrica	2100	2.300		Complejo termoeléctrico de aproximadamente 2.100 MW. Dos plantas: El Sitio: cerca de 1.600 MW, y La Raisa: 500 megavatios.
Estado Miranda					

Fuentes: El Nacional, El Universal, ABN, Ministerio de Comunicación e Información, e Información financiera y operacional al 31/12/2007 de PDVSA y sus filiales.

En el área de generación, están planteados proyectos adicionales para el 2009 entre los que se encuentran: una planta de 25 megavatios en Barinas, concretamente en Masparo; la planta Ezequiel Zamora en Guárico, con 150 megavatios; la sede Juan Bautista en Nueva Esparta de 255 megavatios; y las plantas Alberto Lovera (300 MW) y San Diego de Cabrutica (300MW) en Anzoátegui.

Entre 2010 y 2011, se harían los trabajos en Tamare, de 450 MW, y en Bachaquero, 450 MW; ambos en el estado Zulia. Le seguirían Cigma (900 MW) y Cumaná (1000 MW) en Sucre.

En el área de transmisión, el gobierno tiene planificado levantar entre 2008-2011, 1.799 kilómetros de red eléctrica. El tendido se alimentará de los proyectos de generación en diversos estados del país, y tendrá un costo aproximado de 1.300 millones de dólares.

Proyecto	Capacidad	Monto de la Inversión	Ejecutor / Inversionista	Información adicional
	(kilovatios)	(millones de US\$)		
Expansión líneas de transmisión y subestaciones.	750, 230, 138 y 115	1.300	Corpoelec	Para septiembre de 2008, el avance físico promedio rondaba el 70%. Fondespa y Fonden han destinado recursos a estos proyectos.

Fuentes: El Nacional, Información financiera y operacional al 31/12/2007 de PDVSA y sus filiales.

Para el año 2007, se había anunciado una inversión de 600 millones de dólares para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, a fin de mejorar la calidad del servicio que se presta a la población. Según fuentes oficiales esta inversión no aumentaría las tarifas de suministro. La ley de endeudamiento para el año 2008 planteaba disponer de recursos de alrededor de 1.000 millones de dólares para proyectos relacionados al sector eléctrico. El presupuesto del año 2009, plantea una inversión de 1.765 millones de dólares en el sector eléctrico, a través de la ley especial de endeudamiento. Se establece que para el ejercicio fiscal 2009, el Ministerio de Energía y Petróleo sólo se endeudará para llevar a cabo proyectos en el sector eléctrico, los cuales estarán concentrados en el área de generación y al fortalecimiento de Corpoelec.

En cuanto a las contrataciones previamente suscritas, los proyectos están enfocados principalmente en el área de generación. Al 15 de septiembre de 2008, el promedio de ejecución de los créditos era de 25%.

Contratación para proyectos del Ministerio de Energía y Petróleo financiados a través de la Ley especial de endeudamiento 2009

Organismo Ejecutor	Denominación del proyecto	Contratación (BsF)
Corpoelec	Fortalecimiento y Desarrollo Institucional de CORPOELEC	430.000.000
Enelven	Planta Termozulia III	1.644.750.000
CVG Edelca	Central Hidroeléctrica TOCOMA	1.720.000.000
Total		3.794.750.000

Fuente: Ley especial de endeudamiento anual para el ejercicio fiscal 2009.

Por otro lado, en noviembre de 2006 se inició la Misión Revolución Energética, que consiste en sustituir bombillas incandescentes, por 82 millones de bombillos ahorradores, para reducir el consumo de energía por bombillo. Así, en octubre de 2008 se firmó un acuerdo entre Venezuela y Vietnam para la creación de una empresa mixta entre ambos países para fabricar bombillos ahorradores. La empresa supone la construcción de 5 galpones en el estado Falcón y la producción de 74 millones de bombillos ahorradores al año. En noviembre de 2008 se levantó el primero. Se espera que la empresa mixta esté lista para 2010 con una inversión estimada en 266 millones de dólares.

ACUERDOS ENERGÉTICOS INTERNACIONALES

La política exterior de Venezuela ha tenido dentro de sus principales componentes el fomento de la cooperación e integración energética, tanto con países de la región como con nuevos socios en el ámbito mundial. Las nuevas alianzas protagonizadas con Bolivia y Cuba, la intensificación de los lazos energéticos con China, India, Japón y Rusia, y la ampliación de los acuerdos internacionales vigentes, han contribuido a potenciar la influencia internacional del gobierno venezolano.

Venezuela ha promocionado y suscrito diversos memorandos de entendimiento y acuerdos con países del Caribe, de Centro y Sur América, de carácter bilateral o multilateral.

El primero de los acuerdos suscritos en la región latinoamericana se conoció como el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas. Posteriormente, se impulsa la Alternativa Bolivariana para América Latina y el Caribe, Petroamérica (instancia en la cual se fundamentan tres iniciativas de integración energética: Petroandina, Petrosur y Petrocaribe) y se crea la Organización de Países Productores y Exportadores de Gas de Suramérica. 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

En el mes de octubre de 2000, se firmó el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas (ACEC) entre Venezuela y diez países de Centroamérica y el Caribe el cual establece el envío por parte de la estatal petrolera venezolana Pdvsa, de distintos volúmenes de suministro de crudo, productos refinados y gas licuado de petróleo, hacia cada país firmante en función de su estructura energética, características y consumo interno. La facturación de la venta se hará a partir de los precios de referencia del mercado internacional. El esquema de financiamiento consiste en un plazo de pago de hasta 15 años, un periodo de gracia de hasta un año y una tasa de interés anual de 2% (el pago de intereses y la amortización de capital, podrán realizarse mediante mecanismos de compensación comercial). El monto de los recursos financiados se determinará de acuerdo con una cuota de suministro acordada para los distintos países firmantes, con una vigencia hasta finales del año 2008.

17 En 2007 el consumo de electricidad fue de 112.776 gigavatios/hora, de los cuales 74% (83.092 gigavatios) fueron facturados.

Esquema de financiamiento de la factura petrolera	Año de Suscripción	Países	Cuota Acordada Vigente (miles de barriles diarios)	Cuota Efectiva 2008 (miles de barriles diarios)
≥ 15 USD/barril : 5% ≥ 20 USD/barril : 10% ≥ 22 USD/barril : 15% ≥ 24 USD/barril : 20% ≥ 30 USD/barril : 25%	2000	Costa Rica	11	7,6
		El Salvador	1	-
		Panamá	4,0	1,8
	2004	Paraguay ¹	23,5	8,7
	2005	Uruguay	43,8	12,1
	2006	Bolivia ²	11,5	5,3
	Total		94,8	35,5

(¹) Se suscribió al acuerdo con una cuota de 18,6 mbd. En agosto de 2008, se establece hasta 23,5 mbd.

(²) Se suscribió al acuerdo con una cuota de 6,6 mbd. En el año 2007, se establece en 8,2 mbd y durante el 2008 en 11,5 mbd. Este país firmante, se beneficia de las condiciones de financiamiento y suministro de la ALBA.

Fuente: Informe Financiero y Operacional de Pdvsa y sus filiales (2008), publicado al 31 de diciembre de 2008 y Portal ALBA: www.alternativabolivariana.org

Alternativa Bolivariana para América Latina y el Caribe

La Alternativa Bolivariana para América Latina y el Caribe (ALBA) es un esquema de integración y negociación en bloques subregionales que promueve la lucha contra la pobreza y la exclusión social, así como reafirma la autonomía e identidad latinoamericana. Con base en la ALBA, las propuestas en materia de energía cumplen un destacado papel; específicamente, uno de sus objetivos puntualiza la integración energética entre los países de la región, que asegure el suministro estable de productos energéticos en beneficio de las sociedades latinoamericanas y caribeñas (intentando cumplir con este objetivo surge la iniciativa de Petroamérica). Adicionalmente, plantea la necesidad de un trato diferenciado que considere el grado de desarrollo de los diversos países y la dimensión de sus economías, partiendo de la complementariedad económica y la cooperación entre los Estados participantes. Hasta ahora, los países que han firmado este tratado son Venezuela, Cuba, Bolivia y Nicaragua y, recientemente, Dominica y Honduras.

Dentro de este orden de ideas, en el marco de la ALBA, se suscribe un acuerdo de cooperación energética entre Venezuela y Haití que contempla el suministro por parte de Venezuela, de hasta 14 mil barriles diarios entre crudos, productos refinados y gas licuado de petróleo. Asimismo, se concreta un tratado energético entre los países participantes de la ALBA cuyo objetivo es garantizar el balance de la matriz energética de cada país, bajo criterios de uso racional de la energía, búsqueda del máximo ahorro y eficiencia energética, así como el desarrollo de fuentes de energías alternativas.

Recientemente, se firma un documento para constituir la primera empresa Gran Nacional de Energía, con sede en Caracas, destinada a ampliar la capacidad de las refinerías para los países participantes en la ALBA, explotar petróleo exportable a otros países de la región y llevar adelante estudios para proyectos conjuntos de gas y electricidad, específicamente para el aprovechamiento de energía geotérmica. Por su parte, se acordó reservar un bloque de la Faja Petrolífera del Orinoco, con reservas estimadas en diez mil millones de barriles, para los países que tuvieron la iniciativa de constituir la ALBA (Bolivia, Cuba, Nicaragua y Venezuela). Este bloque sería desarrollado en conjunto por dichos países con el fin de garantizar el suministro energético durante 25 años.

Además, en lo que concierne al gas, se han planteado proyectos de explotación conjunta de este recurso y el desarrollo de la infraestructura de transporte y procesamiento, los cuales serían financiados por empresas mixtas. En el caso de la energía eléctrica, se propuso promover la sustitución de combustibles líquidos por gas o por otros combustibles más económicos, así como también maximizar el uso de la energía hidroeléctrica, de la termoeléctrica basada en gas y el uso de turbinas de ciclo combinado.

Petroamérica

Petroamérica es una iniciativa, enmarcada en la ALBA, orientada a la creación de una empresa multinacional conformada por un conjunto de empresas energéticas estatales de la región latinoamericana y el Caribe: Venezuela (Pdvs), Bolivia (YPFB), Argentina (Enarsa), Brasil (Petrobras), Ecuador (Petroecuador), Cuba (Cupet) y Trinidad y Tobago (Petrotrin). Este proyecto se sustenta en el aprovechamiento eficiente de los recursos energéticos de las

regiones del Caribe, Centroamérica y Suramérica, para el mejoramiento socioeconómico del continente a través del cumplimiento de los siguientes objetivos específicos:

- Redefinición de las relaciones existentes entre los países sobre la base de sus recursos y potencialidades.
- Disminución de las asimetrías económico-sociales en la región.
- Minimización de los efectos negativos que tienen los costos de la energía sobre los países de la región y que tienen su origen en factores especulativos y geopolíticos.
- El fortalecimiento de otras iniciativas regionales (Mercosur, CAN, entre otras).

El acuerdo incluye negociaciones directas entre los Estados, desarrollo de iniciativas conjuntas por regiones, convenios integrales de cooperación, identificación de áreas de cooperación y acuerdos bilaterales entre empresas o entes de los Estados, y el establecimiento de sociedades.

En Petroamérica confluyen tres iniciativas subregionales de integración energética: Petrosur, Petrocaribe y Petroandina.

Petrosur

Petrosur es un mecanismo de cooperación e integración regional con base en el fomento de alianzas estratégicas entre empresas petroleras estatales de: Brasil (Petrobras), Argentina (Enarsa), Uruguay (Ancap) y Venezuela (Pdvsa). El acuerdo procura minimizar los efectos negativos que tienen los costos de la energía sobre los países de la región con base en la disminución de los costos de las transacciones, el acceso a financiamiento preferencial y el aprovechamiento de sinergias comerciales.

Petrocaribe

En junio de 2005, nace Petrocaribe como un acuerdo de cooperación energética que complementa el Acuerdo de San José. Se concibe como un organismo multilateral dirigido a salvaguardar la coordinación de las políticas de energía, fuentes de energía alternas, cooperación tecnológica, capacitación y desarrollo de infraestructura energética. Para hacer operativo este acuerdo, se crea PDV Caribe (filial de Pdvsa) y se constituye un fondo denominado ALBA-Caribe, para el financiamiento de programas sociales y económicos. Por otro lado, en el ámbito operativo, tiene como objetivo básico brindar facilidades financieras que garanticen el suministro directo hacia los países de la región. Para ello, se propone el financiamiento de entre el 5% y 50% de la factura de venta petrolera dependiendo del precio de la cesta de crudo y un plazo de entre 15 a 23 años para amortizar el saldo financiado. En contraste con acuerdos anteriores, como el ACEC, se extiende el período de gracia de uno a dos años (en el caso de pagos a corto plazo, de 30 a 90 días), además, Petrocaribe permite que las exportaciones de crudo se paguen con mercancías y servicios a precios preferenciales y propone planes de formación permanente para fortalecer los cuadros profesionales en el país.

En julio de 2008, durante la V Cumbre (extraordinaria) de Petrocaribe, fue creado Petroalimentos, como un organismo que busca coordinar las políticas agroalimentarias e incentivar la actividad agropecuaria de los países miembros. Esta iniciativa fue promovida por Venezuela y aprobada con un fondo de 480 millones de dólares.

Acuerdo de Cooperación Energética Petrocaribe

(las cuotas de suministros se expresan en miles de barriles diarios)

Esquema de financiamiento de la factura petrolera	Año de Suscripción	Países	Cuota Acordada Vigente	Cuota Efectiva 2008
≥ 15 USD/barril : 5% : 15 años ≥ 20 USD/barril : 10% : 15 años ≥ 22 USD/barril : 15% : 15 años ≥ 24 USD/barril : 20% : 15 años ≥ 30 USD/barril : 25% : 15 años ≥ 40 USD/barril : 30% : 23 años ≥ 50 USD/barril : 40% : 23 años ≥ 100 USD/barril : 50% : 23 años	2005	Antigua y Barbuda	4,4	0,5
		Bahamas	-	-
		Belice ¹	4,0	0,5
		Cuba	92,0	93,3
		Dominica	1,0	0,4
		Granada	1,0	0,8
		Guyana	5,2	3,9
		Jamaica ²	23,5	24,2
		República Dominicana	30,0	27,2
		San Cristóbal y Nieves	0,7	0,6
		San Vicente y las Granadinas	1,0	0,2
		Santa Lucía	1,0	-
	Surinam	10,0	-	
	2006	Haití ³	14,0	8,5
2007	Nicaragua	27,0	15,3	
2008	Honduras	20,0	3,4	
	Guatemala	20,0	-	
	Total⁴	254,8	178,8	

Nota: Al momento de preparar este informe, no se consiguieron datos oficiales sobre la participación de Bahamas. De la misma forma, no se encontraron los datos concernientes a la cuota efectivamente destinada, para el 30/06/08, a Cuba y Santa Lucía. Guatemala se sumó en julio de 2008, durante la V Cumbre del organismo. Los volúmenes establecidos en este acuerdo con Belice, Guatemala, Haití, Honduras, Jamaica, Nicaragua y República Dominicana, son los que reflejan la tabla (en lugar de los previstos en el ACEC). Haití, Nicaragua, Honduras y Guatemala, cuentan con condiciones de financiamiento y suministro de la ALBA. El informe de gestión de Petrocaribe 2008, señala que la brecha existente entre la cuota acordada y el suministro efectivo obedece a limitaciones logísticas y de infraestructura.

(1) Se suscribió al acuerdo con una cuota de 4 mbd. En agosto de 2007, se establece en 1 mbd.

(2) Se suscribió al acuerdo con una cuota de 21 mbd. En agosto de 2006, se establece en 23,5 mbd.

(3) Se suscribió al acuerdo con una cuota de 7 mbd. En marzo de 2007, se establece en 14 mbd.

(4) Ambas cifras se basan exclusivamente en los datos mostrados en la tabla.

Fuente: Informe Financiero y Operacional de Pdvsa y sus filiales (2008), publicado al 31 de diciembre de 2008 y Portal ALBA: www.alternativabolivariana.org

Petroandina

Petroandina es una iniciativa de integración, de los entes estatales petroleros y energéticos, de los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela). Fue pactada en julio de 2005, y tiene como finalidad llevar adelante la interconexión energética y gasífera, así como, la inversión conjunta en proyectos de índole económico, social y energético.

Organización de Países Productores y Exportadores de Gas de Suramérica

En marzo de 2007, Argentina, Bolivia y Venezuela, suscriben el tratado de creación de la Organización de Países Productores y Exportadores de Gas de Suramérica (OPPEGASUR), cuyo planteamiento central gira en torno al desarrollo del Gasoducto del Sur. La OPPEGASUR actúa como habilitadora de políticas y planes gasíferos, asegurando la planificación de políticas de desarrollo de infraestructura energética, principalmente en el sector gas. Además, con este tratado se espera que se incentive la transferencia tecnológica para la industrialización del gas y que promueva el equilibrio energético de la región. Para llevar a cabo los proyectos, se acordó conformar un fondo con capital aportado por los Estados miembros y organismos multilaterales (Banco del Sur, entre otros).

En mayo de 2008, se firma el Acuerdo de Tarija, en donde los países del organismo se comprometen a crear un centro de investigación relacionado con actividades del sector gas; desarrollar proyectos en el área petroquímica; desarrollar tecnología capaz de permitir la instalación de cadenas para el suministro de gas domiciliario, vehicular y para la generación eléctrica.

ACUERDOS BILATERALES

Venezuela-Argentina

En marzo de 2007, con capital conjunto de Pdvsa y de la empresa argentina Tomasetto Achille S.A., se propone crear dos empresas mixtas para fabricar motores a gas y producir dispositivos que permitan la conversión a gas natural vehicular, respectivamente. Además, se acuerda crear otras dos empresas mixtas para la fabricación de autobuses que usen el gas como combustible y producir equipos para el gas natural vehicular. En agosto de ese mismo año, se firma un memorando de entendimiento para la regasificación de gas natural licuado.

Para el año 2008, se acuerda conformar una empresa en el Complejo Gran Mariscal de Ayacucho que se encargue de construir y operar un tren de licuefacción de gas natural con capacidad para 4,7 millones de toneladas por año y de la conversión a gas natural licuado, con participación accionaria mayoritaria de Pdvsa (60%), seguida de Enarsa (10%) y el diferencial restante establecido discrecionalmente por la industria petrolera venezolana.

Venezuela-Bolivia

Se ratifica, en agosto de 2007, el acuerdo para crear YPFB Petroandina S.A.M., con participación accionaria de Pdvsa (40%) y de la estatal boliviana YBFB (60%) con el objetivo de elevar la producción de petróleo y gas de Bolivia. Se firma un memorando de entendimiento para estudiar la viabilidad de explotar los bloques ubicados al norte de La Paz (Bolivia). Al año siguiente, la empresa mixta creada suscribe dos contratos de exploración y explotación en áreas convencionales de actividad hidrocarburífera (Chuquisaca, Santa Cruz y Tarija) y en territorios donde dicha actividad no se ha llevado a cabo (La Paz y Beni), todas ellas de Bolivia. En julio de 2008, se envía un taladro de perforación PDV08 hacia La Paz en cumplimiento de un convenio suscrito en el año 2006.

Venezuela-Brasil

En junio de 2008, Pdvsa y Petrobras acuerdan el suministro y compra de gas natural licuado para los trenes 1 y 2 del proyecto Delta Caribe. En la Península de Araya (Venezuela), se aguarda la construcción del Astillero Nor Oriental, con capital de Pdvsa

Naval y la constructora brasileña Andrade Gutiérrez. Por último, se firma un convenio de estudio conjunto entre Pdvsa y el astillero brasileño Estaleiro Ilha (Eisa) que permite la reconstrucción de astilleros en áreas petrolíferas.

Venezuela-Chile

En abril de 2007, Pdvsa y Enap acuerdan llevar adelante el estudio de la cuantificación y certificación de reservas en el bloque Ayacucho 5 de la Faja Petrolífera del Orinoco. En ese proceso participó la empresa ecuatoriana Petroecuador.

Venezuela-Colombia

En octubre de 2007, se inaugura el primer tramo del gasoducto transcaribeño Antonio Ricaurte, iniciado en 2006. Venezuela asume el costo del gasoducto por el orden de 335 millones de dólares que en su primera fase comprende una extensión de 225 kilómetros aproximadamente. Durante los primeros tres años, se espera que transporte 150 millones de pies cúbicos diarios de gas natural desde Colombia hacia Venezuela. A partir del 2011 se espera que esta situación se revierta y se prevé la exportación de hasta 250 millones de pies cúbicos diarios de gas natural hacia Colombia.

A mediados de 2008, se acuerda la exportación inicial de ocho millones de litros mensuales de combustible desde las plantas de distribución de Pdvsa El Vigía (Mérida) y Bajo Grande (Zulia) hacia dos plantas colombianas, elevándose, progresivamente, hasta 19 millones de litros por mes.

Panamá se sumó igualmente a esta iniciativa bilateral, con lo cual se espera que en el futuro también exista un intercambio con el país centroamericano.

Venezuela-Cuba

Durante el 2007, se acuerda la participación de Pdvsa y la empresa petrolera cubana Cupet, en los estudios de cuantificación y certificación del bloque Boyacá Norte de la Faja Petrolífera del Orinoco y en la zona del Golfo de México perteneciente a Cuba (bloques N53, N54, N58 y N59). Se firman tres contratos para explorar y explotar petróleo en la zona económica exclusiva, en aguas profundas, someras y en tierra, en Cuba. Se suscriben tres memorandos de entendimiento para estudiar la evolución del sector petroquímico, diseñar y construir instalaciones para regasificar gas natural licuado y construir un mejorador de crudo pesado en Cuba. A finales de ese año, se suscriben cuatro acuerdos para reactivar el oleoducto Matanzas-Cienfuegos, impulsar el sector petroquímico en Cuba, e incrementar la capacidad de la Refinería Hermanos Díaz (de 22 a 50 mil barriles diarios) y Cienfuegos (de 60 a 150 mil barriles diarios).

En el año 2008, se firma un memorando de entendimiento para crear Covenpetrol S.A. con vigencia de 30 años y participación accionaria de Pdvsa (51%) y Cupet (49%), la cual asume la creación de empresas mixtas que desarrollen el sistema de refinación de crudo y gas licuado de petróleo, expandir las refinerías cubanas y convertir el crudo pesado. Se firma un memorando de entendimiento para crear la empresa mixta Guardián del Alba en Venezuela, promoviendo la fabricación de soluciones tecnológicas aplicables al ámbito energético.

Venezuela-Ecuador

Desde el año 2007, Petroecuador participa junto a la estatal chilena Enap en el estudio de la cuantificación y certificación del bloque Ayacucho 5 de la Faja Petrolífera del Orinoco. Con el aporte de Pdvsa (30%) y Petroecuador (70%), en julio de 2008 se acuerda constituir la empresa mixta Río Napo para optimizar el manejo del campo Sacha en Ecuador con 480 millones de barriles de reserva. Dos meses después, se firma un memorando de entendimiento para construir un terminal gasífero en Ecuador y se plantea el apoyo técnico en materia de asfalto. Además, Pdvsa y Petroecuador firman un convenio para idear la exploración conjunta del bloque 4 ubicado en el Golfo de Guayaquil.

Venezuela-Paraguay

Pdvsa y Petropar acuerdan la ampliación y adecuación de la capacidad productiva de la Refinería Villa Elisa (ubicada en Paraguay) y, a mediados de 2008, suscriben un comunicado conjunto de cooperación técnica energética. Venezuela se compromete a suministrar aproximadamente 11 mil barriles de gasoil a Paraguay. En agosto del mismo año, se aumenta a 23,5 miles de barriles diarios la cuota de suministro hacia Paraguay establecida en el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas.

Venezuela-Uruguay

Para agosto de 2007, se suscribe un tratado de seguridad energética en el contexto de la ALBA. Se firman diversos memorandos de entendimiento que contemplan: la adquisición, por parte de Pdvsa, del 25% de las acciones de la empresa Alcoholes del Uruguay, el análisis previo a la constitución de dos sociedad anónimas entre Pdvsa y la empresa petrolera uruguaya Administradora Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (Ancap) y estudios de factibilidad para exportar coque de Venezuela a Uruguay, así como, comercializar clinker desde Uruguay hacia Venezuela. Acorde al proyecto Gran Mariscal Sucre, surge la iniciativa de construir una planta de regasificación para que el gas venezolano trasladado a Uruguay se regasifique y use en sectores energéticos.

El convenio para realizar la evaluación conjunta de actividades de producción, mejoramiento y comercialización de crudo en el bloque Ayacucho 6 de la Faja Petrolífera del Orinoco, se estableció un año después. En este caso, se podrán explotar aprox. 3.800 millones de barriles en reserva.

ACUERDOS CON EL RESTO DEL MUNDO

África

En mayo de 2007, se amplía el acuerdo marco de cooperación entre Venezuela y Gambia, y para septiembre de 2008, se acuerda el estudio de cuantificación y certificación del bloque Boyacá 4 entre Pdvsa y la empresa surafricana Petrosa.

Bielorrusia

A mediados de 2008, se pactan tres contratos de servicios profesionales de asesoría externa y apoyo técnico para impulsar la construcción de redes de polietileno y líneas internas de gas en el estado Barinas (Venezuela).

China

En el transcurso de 2007 y 2008, un gran número de acuerdos y memorandos de entendimiento se han firmado entre Venezuela y China. En marzo de 2007, se pacta la constitución de la empresa mixta Chino-Venezolana de Taladros S.A. con participación de Pdvsa en un 60%, con la finalidad de fabricar taladros para el sector petrolero y ofrecer servicios y mantenimiento de los pozos. Se acuerda la construcción de tres refinerías en China con capacidad productiva de hasta 800 mil barriles diarios y el suministro de crudo y fuel oil con vigencia de un año, bajo el cual se abastecerá a China hasta con 320 mil barriles diarios.

A finales de 2007, se suscribe un acuerdo marco para establecer el fondo conjunto Chino-Venezolano por seis millardos de dólares de los cuales Venezuela aporta el 33,3% (financiado por China), teniendo por garantía de préstamo el envío, desde Pdvsa, de 100 mil barriles diarios de fuel oil regidos por los precios internacionales. Se firma un acuerdo de financiamiento destinado al sector petrolero entre Venezuela (Pdvsa y Bandes) y China (China National United Oil Corporation y Banco de Desarrollo Chino). Venezuela se compromete a suministrar al menos 100 mil barriles diarios de petróleo para el mercado chino y, entre PDV Marina y PetroChina, establecen la constitución de una empresa mixta que transporte petróleo y derivados hacia Asia. Además, se suscribe el acuerdo de estudio conjunto, entre Pdvsa y Sinopec, de cuantificación y certificación del bloque Junín 8.

Para garantizar el suministro de crudo a China y fortalecer las operaciones petroleras en Venezuela, en abril de 2008 se acuerda la constitución de una empresa mixta de servicios con tecnología china (proveniente de CNPC Service & Engineering Ltd) y mano de obra nacional (actuación de Pdvsa). En mayo, Pdvsa y CNPC acuerdan la creación de dos nuevas empresas mixtas: la primera, para desarrollar la explotación de aproximadamente 200 mil barriles diarios en un área de 678 kilómetros cuadrados del bloque Junín 4; la segunda, con el objeto de construir la refinería Zhuhai (en la provincia china de Guandong), para procesar hasta 400 mil barriles diarios de crudo mejorado venezolano.

Por último, en septiembre de ese año, se acuerda realizar el estudio para la construcción de una refinería en Cabruta (Venezuela) con capacidad de procesar hasta 300 mil barriles diarios de petróleo provenientes de la faja, se pacta la construcción de cuatro buques banqueros VCCC para la empresa mixta CV Shipping y se firma un memorando de entendimiento de cooperación en la industria petroquímica.

En estos últimos años, la relación bilateral con China se ha intensificado y ambos gobiernos han sostenido conversaciones para afianzar aún más los lazos energéticos y consolidar nuevos acuerdos en esta materia.

India

En mayo de 2007, se firma un acuerdo que contempla ofrecerles a los trabajadores del sector petrolero entrenamientos y formación teórica-práctica en materia de construcción y mantenimiento de pozos, especialmente en perforación costa afuera, en la ciudad de Dehradun (India).

En 2008, Pdvsa (a través de su filial CVP) y ONGC VL, pactan la creación de la empresa mixta Petrolera Indo-Venezolana S.A., cuyo objetivo será la explotación, extracción, recolección,

transporte y almacenamiento de crudo y gas natural asociado al campo San Cristóbal. La estatal de petróleo y gas de la India tendrá 40% de participación accionaria.

Irán

En julio de 2007, Venezuela e Irán sellan un acuerdo para la construcción de manera conjunta del complejo petroquímico Pars del Sur en las costas del Golfo de Assaluyeh (Irán), para la producción de metanol en Irán. El proyecto supone la participación a partes iguales de ambos países, con un coste total de 700 millones de dólares y una capacidad de producción de 1,65 millones de toneladas anuales de metanol durante los primeros cuatro años. Así mismo, se estipuló la puesta en marcha de un proyecto similar en el Complejo gasífero SIGMA en la costa oriental venezolana.

A través de este acuerdo se busca abrir los mercados paquistaní e indio a Venezuela a través de la planta iraní y facilitar el acceso de Irán al mercado latinoamericano con la puesta en marcha de la planta en Venezuela.

Por otro lado, en septiembre de 2007 ambos países llegan a un convenio para la creación de una empresa mixta (Joint-venture) entre la CVP de PDVSA y Petropars Ltd de Irán, para la cuantificación y certificación de reservas en los bloques Ayacucho 1 y 2 de la Faja Petrolífera del Orinoco y realizar las actividades de exploración y producción en el Bloque 7.

Italia

Estudio de cuantificación suscrito en el 2008 para el bloque Junín 5, a ser desarrollado por Pdvsa y la empresa italiana ENI.

Japón

A comienzos del 2007, Pdvsa acuerda un financiamiento con Japan Bank for International Cooperation (JBIC), Marubeni y Mitsui, por un monto de 3,5 millones de dólares a ser pagado en un plazo de 15 años y con la opción de amortizar la deuda suministrando crudos y refinados.

En octubre de 2008, se pacta una alianza estratégica entre Pdvsa y JGC Corporation para asegurar el avance de los proyectos enmarcados en el plan Siembra Petrolera, impulsando los proyectos de conversión de crudos pesados y extrapesados mediante tecnología HDH Plus.

Ambos mandatarios no descartaron la posibilidad de suscribir nuevos acuerdos e intensificar la relación bilateral durante los próximos años.

Malasia

Pdvsa y Petronas, durante el 2008, suscriben el acuerdo para el estudio de cuantificación y certificación del bloque Boyacá 5 de la Faja Petrolífera del Orinoco. Además, se firma un memorando de entendimiento para participar en el proyecto gasífero Delta Caribe Oriental, donde Petronas tendría una participación de 10%.

Portugal

En octubre de 2007, Pdvsa y Galp acuerdan el estudio técnico conjunto del bloque Boyacá 6. En mayo del año siguiente, Venezuela se compromete a suministrarle a Portugal, 10 mil barriles diarios de crudo en la fase inicial. Además, se firman tres acuerdos de intercambio de petróleo por alimentos provenientes de Portugal, un memorando de entendimiento en materia de cooperación económica y energética, se plantea la constitución de una empresa mixta para transporte y licuefacción de gas natural y se abre paso a un plan piloto de generación de energía eólica en la Guajira, Chacopata y Nueva Esparta.

Rusia

Estudio de cuantificación suscrito en el 2007 para el bloque Ayacucho 2, a ser desarrollado por Pdvsa y la TNK-BP. Durante ese mismo año, se acuerda la adquisición de 20 mil toneladas de tubos con la finalidad de fortalecer la infraestructura petrolera y la producción y comercialización de bombas sumergibles para petróleo de alta calidad.

Durante el transcurso de 2008, se sostienen distintas reuniones entre representantes de ambos gobiernos. Para julio de ese año, Pdvsa y Gazprom acordaron un estudio conjunto de cuantificación y certificación del bloque Ayacucho 3, mientras que Pdvsa y Lukoil planean llevar adelante la prospección en el bloque Junín 3 (con un estimado de 35 mil millones de barriles de petróleo original en sitio). En septiembre, se firma un memorando de entendimiento que involucra a Pdvsa con la empresa estatal rusa Gazprom, Lukoil, Rosneft, Surgutneftegaz y TNK-BP, para constituir un consorcio de petróleo y gas. Por último, en noviembre, es firmado otro memorando de entendimiento para la constitución de una empresa mixta con participación accionaria de Pdvsa y la empresa rusa ROS technology, destinada a la generación eléctrica sustentada en el petróleo.

Siria

En octubre de 2007, se suscribe un acuerdo para la construcción de una refinería en Siria con capacidad de procesar hasta 140 mil barriles diarios de crudo pesado.

Vietnam

A finales de 2008, Pdvsa y Petrovietnam firman un memorando de entendimiento para constituir una empresa mixta procesadora de crudo extrapesado del área norte del bloque Junín 2. Se acuerda la construcción de una refinería en Vietnam para procesar hasta 200 mil barriles diarios y la creación del fondo Vietnam-Venezuela de 200 millones de dólares.

El Centro Internacional de Energía y Ambiente (CIEA) fue creado en 2005 para situar 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 nacional e internacional.

EL EQUIPO DEL CENTRO INTERNACIONAL
DE ENERGÍA Y AMBIENTE ESTÁ INTEGRADO POR:

Francisco J. Monaldi PhD
DIRECTOR ACADÉMICO

Fernando H. Branger G.
COORDINADOR ASOCIADO

Richard Obuchi
PROFESOR

Osmel Manzano PhD
PROFESOR ADJUNTO

Luisa Palacios PhD
PROFESORA ADJUNTA

Ricardo Villasmil PhD
PROFESOR ADJUNTO

Graciela Urdaneta
INVESTIGADORA

J. Sebastián Scrofina
INVESTIGADOR

ESTE DOCUMENTO FUE ELABORADO POR
Graciela Urdaneta, J. Sebastián Scrofina, Stefania Vitale
y Leonardo Maldonado con la colaboración de Bárbara Lira.

La coordinación estuvo a cargo de Richard Obuchi y Fernando H. Branger G.

EL CIEA HA CONTADO CON LOS APORTES DE LAS SIGUIENTES EMPRESAS E INSTITUCIONES
AES, CAF, Banco Mercantil, Petrobras, Shell, Repsol, Fiat Parts, Especialidades Automotriz y Veneparts.