

VENEZUELA

LA ENERGÍA EN CIFRAS 2008-2009

EL SECTOR PETROLERO

EL SECTOR DEL GAS

EL SECTOR ELÉCTRICO

ÍNDICE

El Sector Petrolero	4
El Sector del Gas	31
El Sector Eléctrico	47

INTRODUCCIÓN

El Centro Internacional de Energía y Ambiente (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 2008-2009 y está dividida en tres 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.

El informe concluye con una tercera sección que 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.

VENEZUELA: LA ENERGÍA EN CIFRAS 2008-2009

EL SECTOR PETROLERO

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO EN 2009

- Reservas de crudo convencional (liviano, mediano y pesado): 41 mil millones de barriles, de acuerdo con cifras oficiales
- Reservas de crudo extrapesado: 170 mil millones de barriles, de acuerdo con cifras oficiales
- Producción: 2,31-3,01 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: 599-668 mil barriles diarios, según cifras oficiales y fuentes internacionales, respectivamente

Situación Petrolera 2009

		Reservas (miles de millones de barriles)	Producción (millones de barriles diarios)	Consumo (millones de barriles diarios)
Mundo		1.372	79,9	84,08
América		311	20,15	28,48
Venezuela	Crudo convencional	41	2,2-2,12	0,60-0,61-0,67
	Crudo pesado y extrapesado	170	0,4-0,89	
	Total	211	2,31-3,01	
Venezuela / América (En reservas: sólo incluyen crudo convencional)		15%	10,5% - 10,9%	2,1% - 2,4%
Venezuela / Mundo (En reservas: sólo incluyen crudo extrapesado)		13%	0,5% - 1,1%	0,7% - 0,8%
Venezuela / América (Incluye reservas de crudo convencional y extrapesado)		68%		
Venezuela / Mundo (Incluye reservas de crudo convencional y extrapesado)		15%		

Fuentes: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2009, BP Statistical Review of World Energy 2010; Reporte mensual del mercado petrolero de la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP) de enero de 2010 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 2010, 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 2009.

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 2009, 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 2009 una cantidad de 170 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 %.
- Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos (2009)². Tiene como objeto reservar al Estado, por su condición estratégica, bienes y servicios conexos a la realización de las actividades primarias previstas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, que serán ejecutadas por PDVSA o la filial que ésta designe.
- Contratos de las empresas mixtas de crudo convencional. Mediante estos contratos se regulan las actividades y condiciones de las empresas que migraron de los convenios operativos existentes hasta el 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 % (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. (PDVSA). 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 PDVSA que controla y administra lo concerniente a los negocios que se realizan con otras empresas petroleras de capital nacional o extranjero.
- Principales empresas operadoras extranjeras. BP, Belorusneft, 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 extrapesa-

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 Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos (Gaceta Oficial; G.O. N° 39.173 del 07/05/09).

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)

do 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 el caso del yacimiento maduro y del crudo extrapesado, la tasa de regalía puede ser hasta de un valor mínimo de 20% y en el caso de la mezcla de bitúmenes de la Faja 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 tributarias⁶ por kilómetro cuadrado de la extensión superficial otorgada que no se estuviese explotando. Este impuesto se incrementará anualmente dos % durante los primeros cinco años y cinco % 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 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 % que deben pagar PDVSA y los proyectos de la Faja. Este impuesto podría no aplicar o ser equivalente a cero % 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 % 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 % 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 %) 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.

Contribución Especial sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos:

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

6 La unidad tributaria (U.T.) está valorada en BsF. 65,00.

¿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.

Marco fiscal aplicable sólo a las empresas mixtas

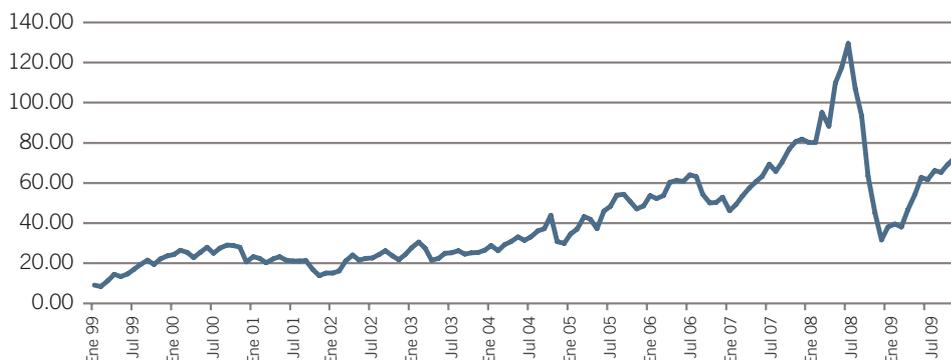
Según lo previsto en el acuerdo de las empresas mixtas de la Asamblea Nacional, estas empresas reciben un mismo tratamiento fiscal, indistintamente del contrato suscrito con cada una. Si bien en la práctica estas disposiciones funcionan como instrumentos fiscales adicionales a los estipulados en el marco 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 % de regalía adicional discriminado en 2,22 % destinado a los municipios donde se encuentre el área asignada y 1,11 % para financiar proyectos de desarrollo endógeno en la región. En septiembre del 2009 se modificó esta regla para dar lugar a la siguiente distribución, 2,22 % para el Fondo especial para el Poder Popular (FOPO) administrado por el Ejecutivo Nacional, que se dedicará a los proyectos de desarrollo endógeno establecidos en el marco de los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo; y el 1,11 por ciento destinado a los municipios donde se realizan actividades petroleras en el país, distribuidos en 30% para los municipios donde se desarrollen las actividades primarias de la empresa mixta y, 70% para el resto de los municipios del país donde se realizan actividades petroleras, en proporción a la población y al índice de desarrollo humano de cada una de dichas entidades.
- Cuando la carga tributaria sea menor al cincuenta % 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 % 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 % 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

Luego de haber rondado los 20 dólares por barril entre 1999 y 2004 y habiendo incluso llegado la Cesta Venezolana a ser cotizada a 8 dólares por barril en febrero de 1999; desde 2005 los precios del petróleo presentaron un comportamiento ascendente muy significativo que se mantuvo hasta mediados de 2008, año en el cual la volatilidad característica de los precios del crudo fue especialmente importante al obtenerse diferenciales de más de 100 dólares para un mismo tipo de crudo a lo largo del año.

Evolución mensual de los precios de la Cesta Petrolera Venezuela, 1999-2009 (Dólares por barril, dólares corrientes)



Fuente: Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (Menpet).
Nota: Cesta Petrolera Venezuela corresponde a la cotización del tipo de crudo Tía Juana.

Así, 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 142,52 dólares por barril en julio de 2008, el nivel de los precios petroleros cayó abruptamente hacia finales de 2008 hasta llegar a 32,98 dólares por barril.

Valores promedios de los precios del petróleo 2007-2009

Valor	WTI	Cesta OPEP	Cesta Venezuela
2007	72,24	69,08	64,74
2008	99,90	94,45	86,49
2009	61,82	61,06	57,08

Fuente: Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (Menpet).

Sin embargo, durante el año 2009 hubo una recuperación considerable, habiendo cerrado el año con una cotización de 74,57 dólares por barril para el WTI, 73,52 dólares por barril para la Cesta Venezolana y de 75,27 dólares por barril para el Brent.

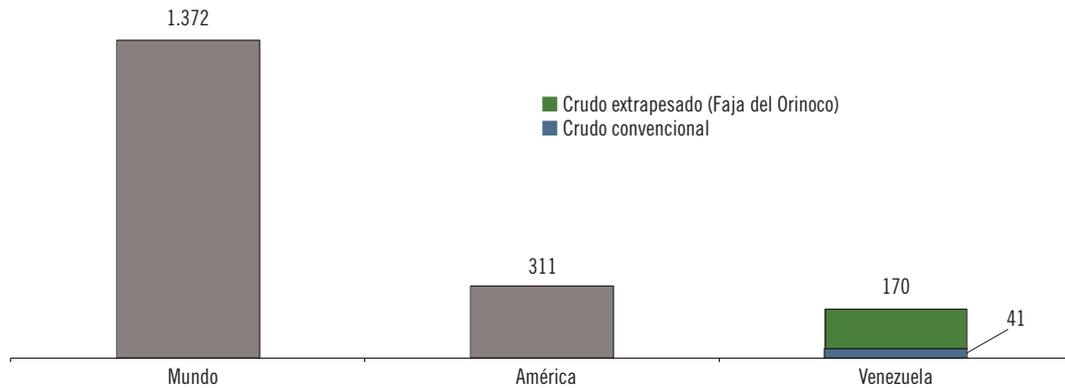
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Reservas 2009

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 2009, las reservas probadas de petróleo se ubicaron en 211 mil millones de barriles en 2009, las cuales se estiman a partir de un factor de recobro de mínimo 20%. Esta cifra representa 68 % de las reservas de crudo del continente americano y 15 % de las reservas del mundo. Las reservas de petróleo de nuestro país están distribuidas de la siguiente manera: 20 mil millones de barriles en la cuenca Maracaibo-Falcón; 1,6 mil millones de barriles en la cuenca Barinas-Apure; 189,5 mil millones de barriles en la cuenca Oriental y, 0,75 mil millones de barriles en la de Carúpano. De la cuenca Oriental 170,3 mil millones de barriles corresponden a las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco, de las cuales 1,7 son reservas de crudo pesado y 168,6 mil millones de barriles son reservas de crudo extrapesado.

Reservas de petróleo, 2009

(miles de millones de barriles)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2010 y el Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2009.

Nota 1: El total de reservas mundiales y el de América corresponden a las cifras del BP Statistical Review of World Energy 2010, 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 2009.

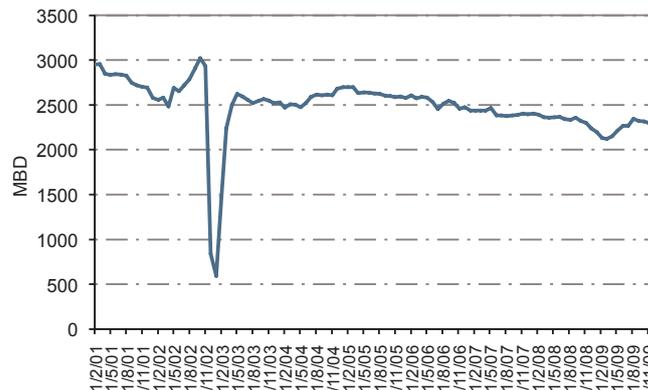
Nota 2: PDVSA asume un factor de recobro de 20% como valor mínimo de recuperación.

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 2009, 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 2009 una cantidad de 170 mil millones de barriles.

Producción en el año 2009 según fuentes internacionales

De acuerdo con el reporte mensual del mes de enero de 2010 de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), la producción de petróleo de Venezuela en 2009 fue de 2,3 millones de barriles diarios, 7 % 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.

Producción mensual de crudo en Venezuela, diciembre de 2001-diciembre de 2009



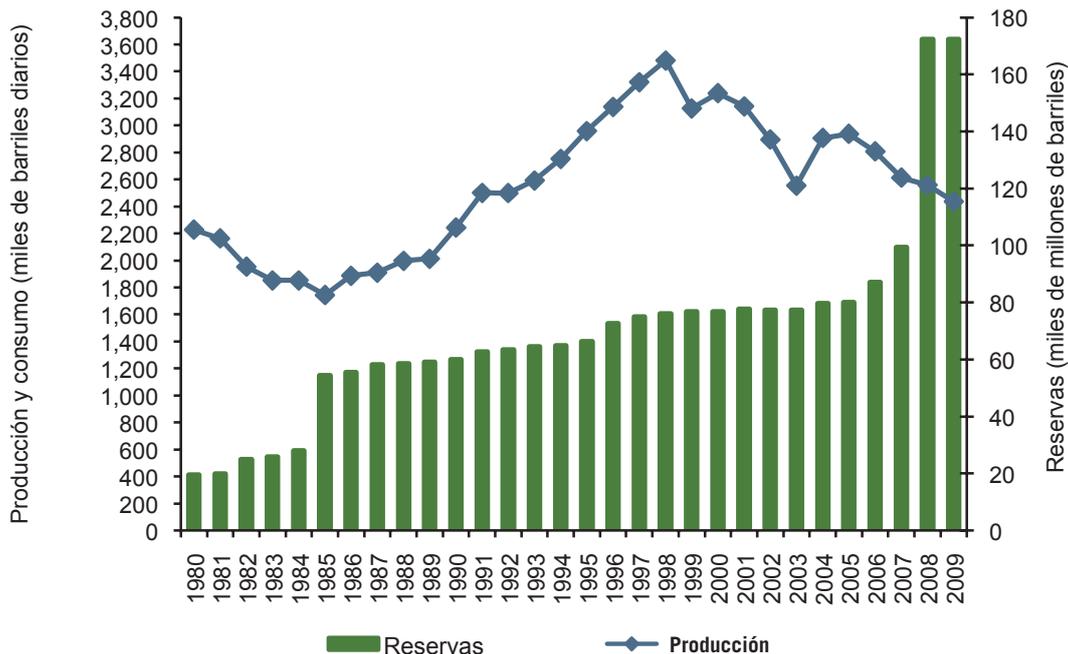
Fuente: Reporte mensual del mercado petrolero de la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP) de enero de 2010.

Nota: No incluye la producción equivalente a líquidos condensados y gas natural líquido.

De acuerdo con el anuario estadístico de BP 2010, la producción de petróleo de Venezuela fue de 2,44 millones de barriles diarios en 2009, al incluir los líquidos asociados al crudo y gas natural. Ese nivel de producción representa aproximadamente doce % de la producción del continente y tres % 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 22 % desde su valor en el año 1999 con respecto a 2009.

Producción y reservas petroleras de crudo en Venezuela, 1980-2009



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2010

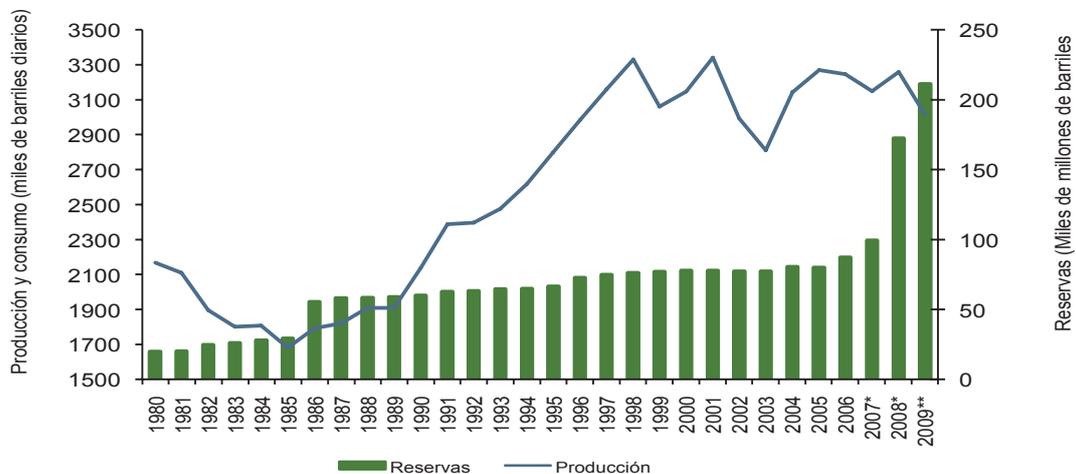
Nota 1: La producción de petróleo incluye crudo, petróleo de esquisto bituminoso, arenas asfálticas o bituminosas y líquidos de gas natural (LNG), pero excluye combustibles líquidos de otras fuentes como biomasa y derivados del carbón

Nota 2: En el BP Statistical Review of World Energy 2010 no se hace una diferenciación entre reservas de crudo convencional, pesado y extrapesado y es posible que para esta última edición, la empresa aún no haya añadido en su cifra de 2009 la totalidad de las nuevas reservas certificadas en Venezuela.

PDVSA: Producción, consumo y reservas de petróleo en Venezuela, 1980-2009

De acuerdo con cifras oficiales, la producción fue de 3,12 millones de barriles diarios en 2009 al disminuir en 7.9% con respecto a 2008, año en que la producción fue de 3,24 millones de barriles diarios. Con respecto al consumo, PDVSA reportó para 2009 un total de 599 mil de barriles diarios. Resulta importante destacar que los costos de exploración, exclusivos de crudo convencional, se redujeron en 34% de 375 millones de dólares en el 2008 a 247 millones en el 2009. En el caso de los costos de desarrollo de crudo convencional y extrapesado también presentaron una disminución, de 14.443 millones de dólares y 1.230 millones de dólares en el 2008 respectivamente, a 10.925 millones de dólares y 940 millones de dólares en el 2009.

Producción y reservas de petróleo en Venezuela, 1980-2009. 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 2009 (*).

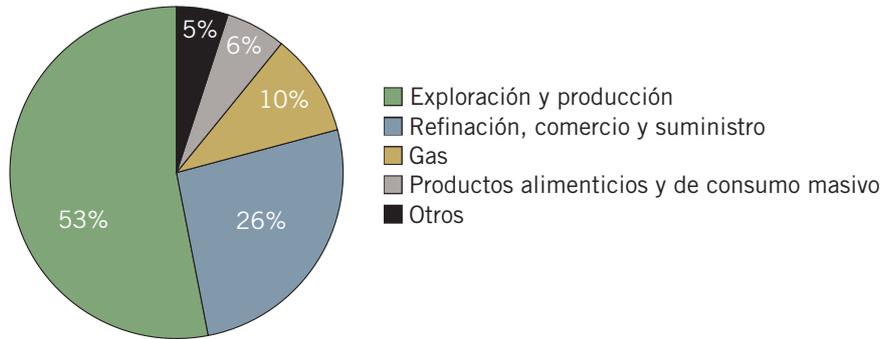
Nota 1: El nivel de reservas refleja las correspondientes a crudo convencional más las reservas de crudo extrapesado certificadas hasta el año 2009, tomando en cuenta el factor de recobro mínimo del 20% utilizado por PDVSA.

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

Inversión

Las inversiones en el año 2009 en la industria de los hidrocarburos disminuyeron en 17% con respecto al 2008 de 18,4 miles de millones de dólares a 15,33. En el año 2009 las inversiones se concentraron en el área de exploración y producción petrolera con una inversión de aproximadamente 8,12 millones de dólares. El aumento en las inversiones en sectores no petroleros fue 14% de 1,42 miles de millones de dólares a 1,62 miles de millones, el porcentaje de participación en las inversiones totales resultó ser ligeramente superior al de inversiones en refinación, comercio y suministro.

Inversión petrolera en Venezuela, 2009

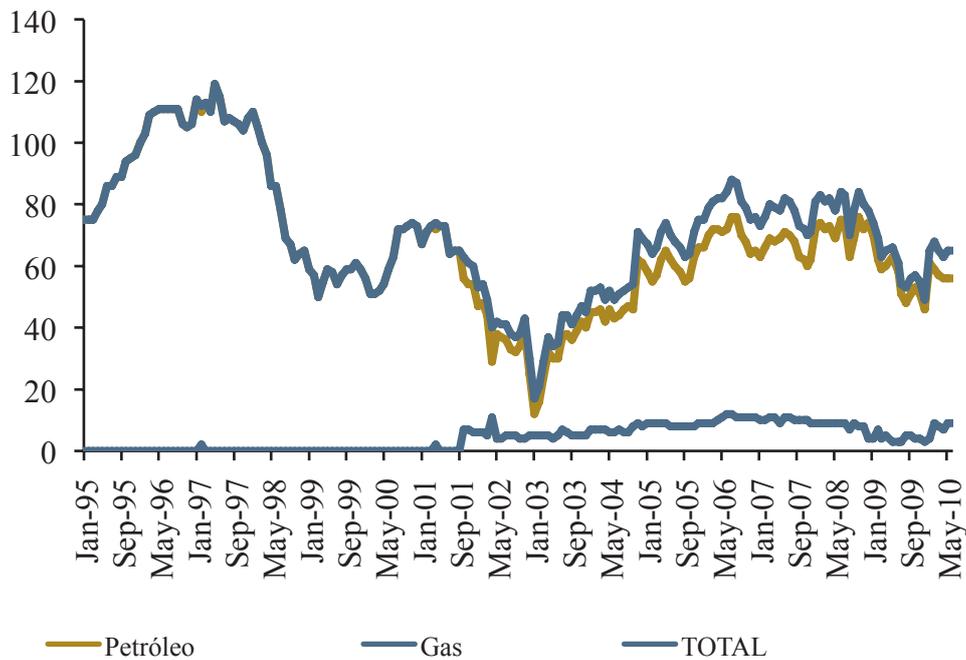


Fuente: Informe de gestión anual de PDVSA de 2009.

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 63 y 84. Para diciembre del 2009 los equipos se redujeron a 49. 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.

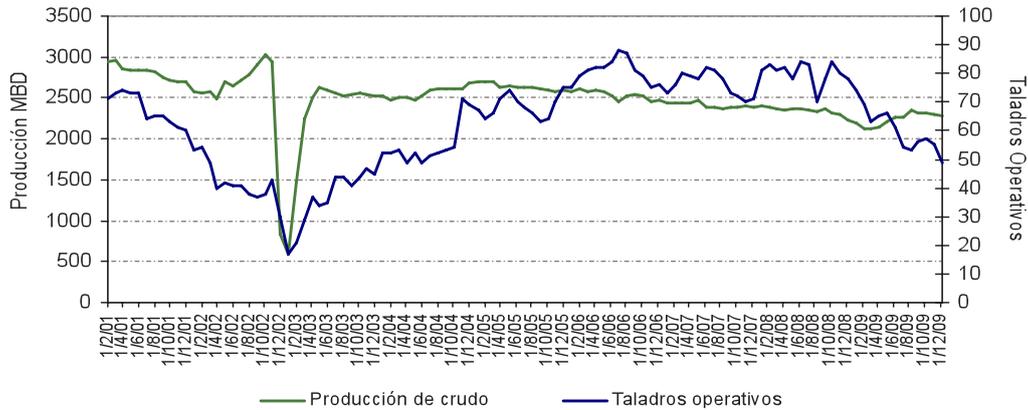
Taladros operativos de petróleo y gas, enero 1995 - Mayo 2010

(unidades)



Fuente: Informe de gestión anual de PDVSA de 2009.

Taladros operativos y producción petrolera diciembre de 2001-diciembre de 2009



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 2010

Las empresas extranjeras y la producción en 2008⁷

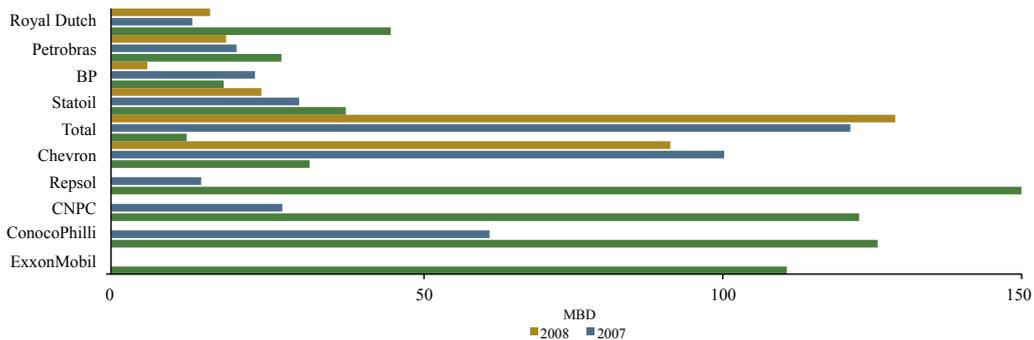
De acuerdo a los reportes presentados ante la Comisión de Valores de los Estados Unidos (SEC) por diferentes compañías petroleras, China Petroleum (CNPC) lidera la producción de crudo a escala mundial, con el 13 % del grupo de empresas extranjeras de las cuales se obtuvieron datos de producción, junto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

En Venezuela, en 2008, la empresa Total fue responsable de aproximadamente 45 % 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 % y Statoil con cerca del 9 %.

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 % de su producción mundial; seguida por Statoil y Total para quienes sus operaciones en el país representan aproximadamente seis % de la actividad petrolera mundial de cada una.

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

(miles de barriles diarios)



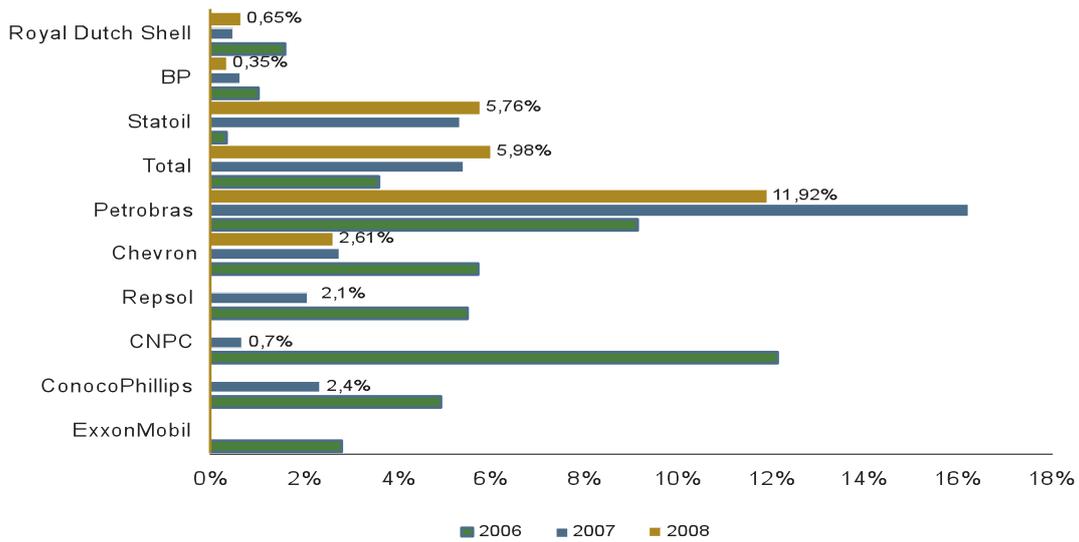
Fuente: Reporte Anual del año 2008 (Investor Relations) de Shell, Statoil, Petrobras Energía Participaciones, Total, ExxonMobil, Chevron, CNPC, ConocoPhillips, BP, ENI, Petronas y Teikoku; el Reporte 20F del año 2007 presentado ante la comisión de valores de EE.UU de las empresas Shell, Statoil, Petrobras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

7 Cabe destacar que a partir de la creación de las empresas mixtas, la información sobre la producción de las empresas extranjeras en Venezuela dejó de ser proporcionada por las empresas socias de PDVSA, con lo cual se ha necesitado recurrir a fuentes secundarias y no se tiene información acerca del año 2009.

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.

1. 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 2009

Empresas mixtas	Ubicación	Socios	Participación	Correspondencia con los extintos convenios operativos
			(porcentajes)	
Petrolera Kaki	Anzoátegui	CVP	60	Kaki
		INEMAKA Exploration & Production Company Ltd.	40	
Petrokariña	Anzoátegui	CVP	60	Mata
		PETROBRAS.	40	
Petroven-Bras	Anzoátegui	CVP	60	Acema
	Monagas	PETROBRAS.	40	
Petroritupano	Anzoátegui	CVP	60	Oritupano-Leona
	Monagas	PETROBRAS.	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	

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	CVP	60	Pedernales
	Zulia	Perenco Venezuela Petróleos y Gas ETVE	40	
Petrocumarebo	Falcón	CVP	60	Falcón Este
		Vinccler Oil and Gas, C.A.	40	
Petroquiriquire	Monagas	CVP	60	Quiriquire
		Zulia	Refinería de Petróleos de Escombreras Oil - YPF S.A.	
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	
PetroZumano	Monagas	CVP	60	Zumano
		Anzoátegui	CNPC Venezuela B.V.	

Petrolera Indo-venezolana	Anzoátegui	CVP	60	San Cristóbal
	Zulia	ONGC Nile Ganga B.V.	40	
Petrolera Bielo	Anzoátegui	CVP	60	Guara Este Bloque X
	Zulia	Estatal Unitaria "Unión de Empresas Productoras Belorusneft"	40	

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2009.

2. 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 235 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. De acuerdo con el Servicio de Geología de los Estados Unidos (USGS) las reservas de la FPO podrían calcularse desde 3,8 hasta 6,5 mil millones de barriles basado en un factor de recobro alternativo de hasta el 45%

El crudo de la Faja es del tipo pesado y extrapesado con una gravedad promedio de 8,6 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 % 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 % 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 %.

Producción de la Faja en 2009 y proyecciones

De acuerdo con cifras del Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2009, la producción de la Faja del Orinoco fue de 898 mil barriles diarios de crudo al cierre del año 2009. Ese nivel representó 29% de la producción petrolera nacional y se tradujo en un incremento de 6,14% con respecto a la producción de

2008. Para el 2008 En la Faja se encontraban 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), 2009

Empresas mixtas	Participación accionaria (%)	Reservas (millones de barriles)	API crudo	Área de explotación	Antecedentes
			/ API crudo sintético	(km. cuadrados)	(extintas asociaciones estratégicas)
				Poner Estado	
Petro Cedeño	CVP: 60	3.555	8-8,5 /30-32	399,25	<u>Sincor</u>
	Total: 30,3				-PDVSA: 38%
Área: 399 km. Cuadrados	Statoil: 9,7				-Total: 47%
					-Statoil: 15%
					Área: 500 kms. cuadrados
Petro Piar	CVP:70	1.069	8,7 / 25-27	463,07	<u>Ameriven</u>
Área: 463 km. Cuadrados	Chevron: 30				-PDVSA: 30%
					-Chevron: 30%
					-ConocoPhillips: 40%
					Área: 650 kms. cuadrados
Petro Monagas	CVP: 83,3	3.410	8,5 / 16	185	<u>Cerro Negro</u>
	BP:16,7				-PDVSA: 41,6%
Área: 185 km. Cuadrados					-ExxonMobil: 41,67%
					-BP: 16,67%
					Área: 300 kms. cuadrados
Petro Macareo	CVP: 60			248	-
	PVEC*:40				
Área: 185 km. Cuadrados					

Fuentes: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2009.

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 Petrocedeno, S.A, Petromonagas, S.A, Petrozuata, C.A. y Petrolera Sinovensa, S.A.) De esos bloques, 19 serán cuantificados en un esfuerzo conjunto entre la CVP y 27 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 2009 se habían certificado 133,3 mil millones de barriles de crudo.

Áreas asignadas para cuantificación de reservas en la Faja, 2009

Acuerdos de certificación			
Área	Bloque	Empresas	
Carabobo	1	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		TNK-BP (Rusia)
			Rosneft (Rusia)
			Lukoil (Rusia)
			Gazprom (Rusia)
	7	Repsol YPF (España)	
	8	Sinopec (China)	
	9	PDVSA	
	10		StatoilHydro (Noruega)
TOTAL (Francia)			
11		INPEX (Japón)	
		Mitsubishi (Japón)	
		Jogmec (Japón)	
Boyacá	1	Cupet (Cuba)	
	2, 3	PDVSA	
	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)
	8	Chevron

Fuentes: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2009.

Plan de Perforación del Proyecto de Certificación de Reservas de la Faja, 2009

Plan Perforación 2009				
Área	Pozos Planificados Total (Proyecto)	Pozos perforados 2009	Pozos perforados Total	Cumplimiento (%)
Carabobo	14	-	14	100%
Ayacucho	60	9	41	68%
Junín	77	11	60	78%
Boyacá	38	5	19	50%
Total	189	25	134	71%

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2009.

3. 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, 2009

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% PDVSA-CVP:35% Eni Venezuela: 26% OPIC: 6,5% 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: 64,25 Eni Venezuela, B.V. 19,50 IneOil&Gas Inc.: 16,25	Golfo de Paría Central Este proyecto sustituye al extinto convenio de exploración a riesgo Golfo de Paría Central, división del antiguo Golfo de Paría 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 Paría.
-------------------------	---	--

Fuentes: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2009.

4. Sinovensa: Proyecto de mezcla de crudos

Sinovensa —integrado por CNPC y PDVSA— 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.

5. 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 (60%) y CNPC (40%), 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 Bie-loVenezolana, una empresa mixta entre la CVP y la Asociación de Empresas Productoras Belorusneft (Bielorrusia), con capital accionario de 60% y 40%, respectivamente. 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 (60%) y ONGC Nile Ganga B.V (40%). 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.

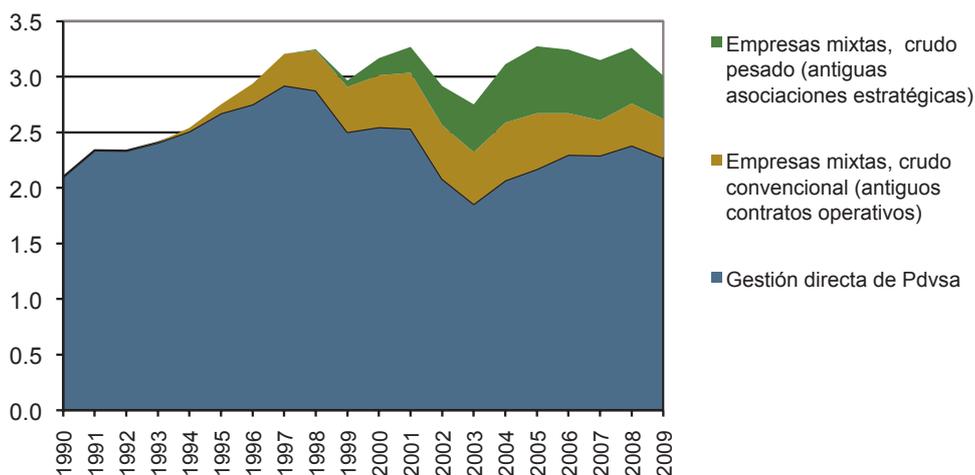
Producción por tipo de esquema

Según el Informe Operacional y Financiero 2009 de PDVSA, la producción total fiscalizada de Venezuela fue de 3,03 millones de barriles diarios, de los cuales 2,27 millones de barriles diarios correspondieron a los resultados de los proyectos de gestión propia en las diferentes áreas petroleras del país (909 mil barriles diarios en oriente, 749 mil barriles diarios en occidente, 71 mil barriles diarios en centro sur y 504 mil barriles diarios en la Faja y 36 mil barriles diarios en PDVSA Gas). El resto de la producción atribuible a PDVSA correspondió a proyectos en los cuales participa la petrolera estatal conjuntamente con terceros. Esto es: 349 mil barriles diarios de crudo convencional de las empresas mixtas y 446 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) alcanzó su máximo histórico en 1997, al situarse en 2,92 millones de barriles diarios. Sin embargo a partir de 1992 y hasta 2005 la producción por gestión directa de PDVSA como porcentaje de la producción total 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, 1990-2009

(Millones de barriles diarios)



Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2009. 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).

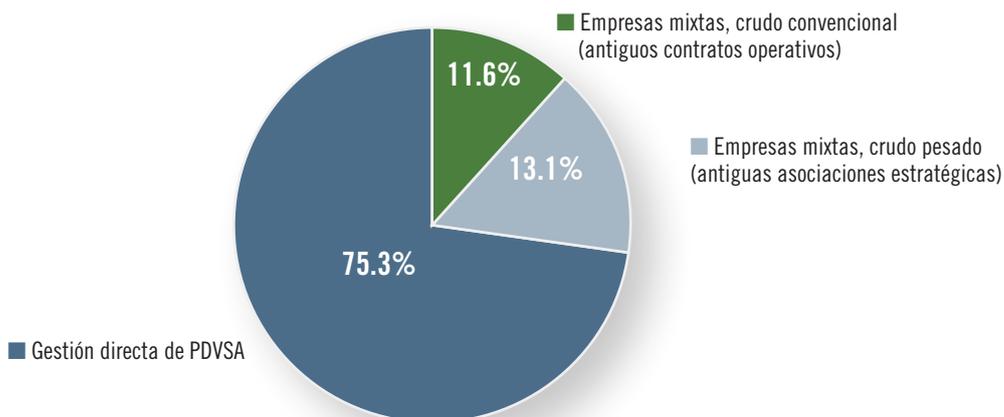
Nota 1: a partir de 2006, los convenios operativos de crudo convencional migraron a empresas mixtas.

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, 2009

(Porcentajes de la producción total)



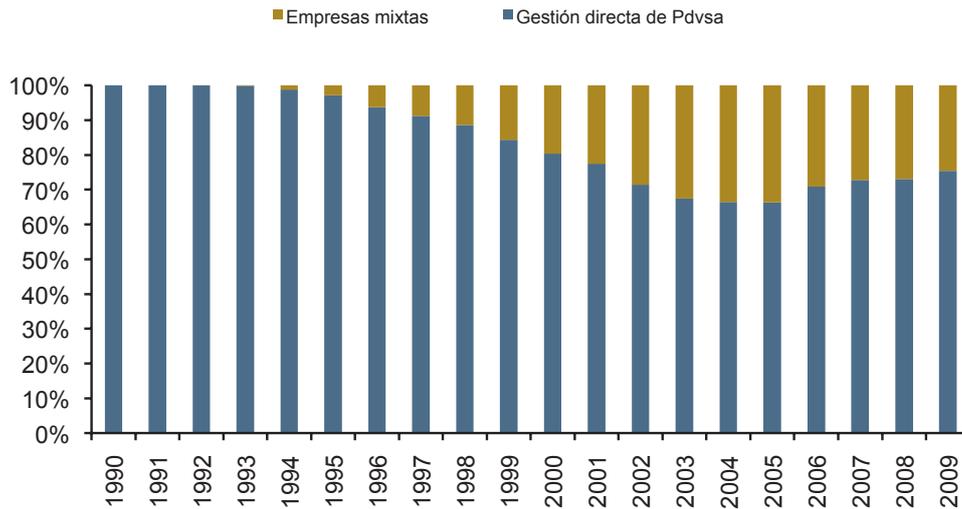
Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2009. Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008, Informe sobre la Gestión y Resultados de PDVSA, 2007 y el Ministerio de Energía y Petróleo (PODE 2006).

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 de proyectos gestionados únicamente por PDVSA y de proyectos gestionados conjuntamente por PDVSA y otras empresas, 1990-2009
(Porcentajes de la producción total)



Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2009. 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).

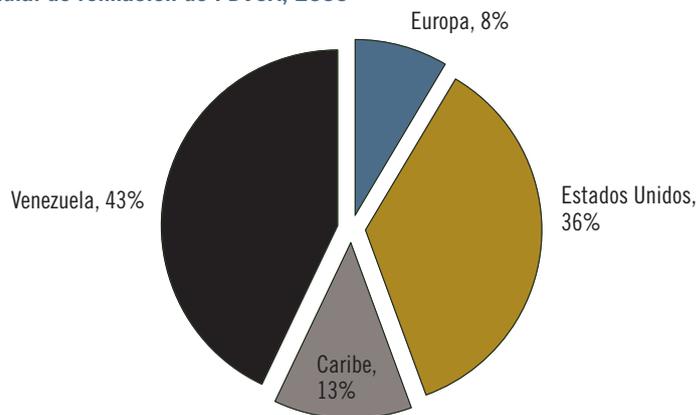
REFINACIÓN

Venezuela sostiene sus actividades de refinación tanto en el territorio nacional como fuera del país. La capacidad mundial (nacional y extraterritorial) de refinación de Venezuela registrada fue de 3,04 millones de barriles diarios al cierre de 2009.

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 CRP (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, 2009



Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2009.

Refinerías de PDVSA en el mundo, 2009

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%

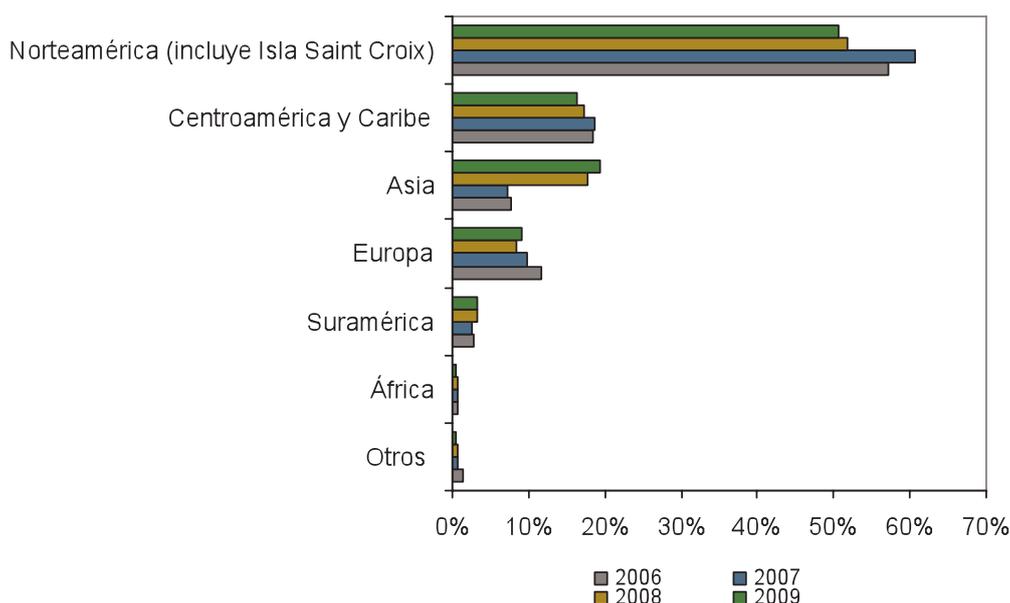
Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2009.

COMERCIALIZACIÓN

De acuerdo con cifras oficiales, las exportaciones de crudo y productos refinados de Venezuela alcanzaron 2,68 millones de barriles diarios en 2009, que incluyen 2,02 millones de barriles diarios correspondientes a crudos y 663 mil barriles diarios de productos de refinación y líquidos del gas natural. Del total exportado, 1,36 millones de barriles diarios estuvieron destinados a la región norteamericana; 440 mil barriles diarios estuvieron dirigidos a Centroamérica y el Caribe; 520 mil barriles diarios a Asia; 246 mil barriles diarios a Europa y 90 mil barriles comercializados en Suramérica.

Exportaciones de Venezuela de petróleo y productos refinados por región de destino

(Como % de la exportación total)



Fuentes: Informe Operacional Financiero de PDVSA del año 2007, Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008 e Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2009.

Exportaciones por tipo de producto, 2004-2009

(Miles de barriles diarios)

Tipo de producto	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Gasolinas y naftas	103	87	95	80	69	48
Destilados	178	162	140	133	104	108
Combustible residual fuel oil	185	189	174	160	227	297
Asfalto	20	20	16	10	0	1
Kerosene/Turbocombustibles/Jet	68	60	58	59	64	59
Otros	57	60	82	74	61	33

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2009.

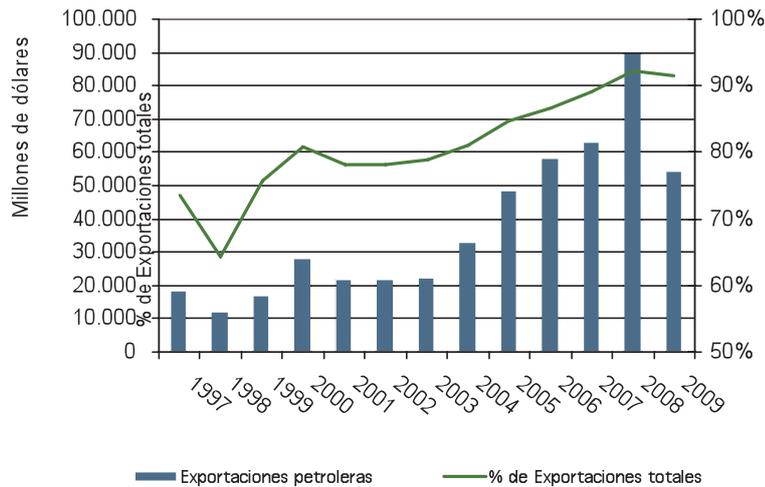
LAS POLÍTICAS FISCALES Y EL SECTOR PETROLERO

En 2009 las exportaciones petroleras representaron el 92 % del total del valor de las exportaciones de Venezuela. El total de las exportaciones petroleras fue menor en 2008 al disminuir en 39 %.

El nivel de exportaciones se tradujo en un ingreso fiscal total de 151,53 mil millones de Bolívares Fuertes, de los cuales 53,23 mil millones provinieron del ingreso fiscal petrolero (tributario y no tributario).

Exportaciones petroleras de Venezuela, 1997-2009

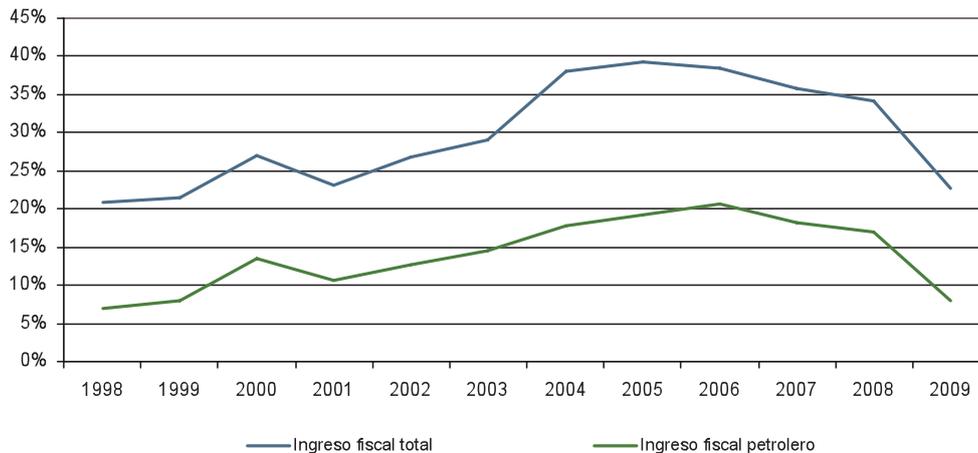
(Millones de dólares y como porcentaje de las exportaciones totales)



Fuente: Banco Central de Venezuela (BCV).

Ingreso fiscal e ingreso fiscal petrolero, 1998-2009

(Porcentajes del PIB)



Fuente: Ministerio del Poder Popular de Planificación y Finanzas.

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

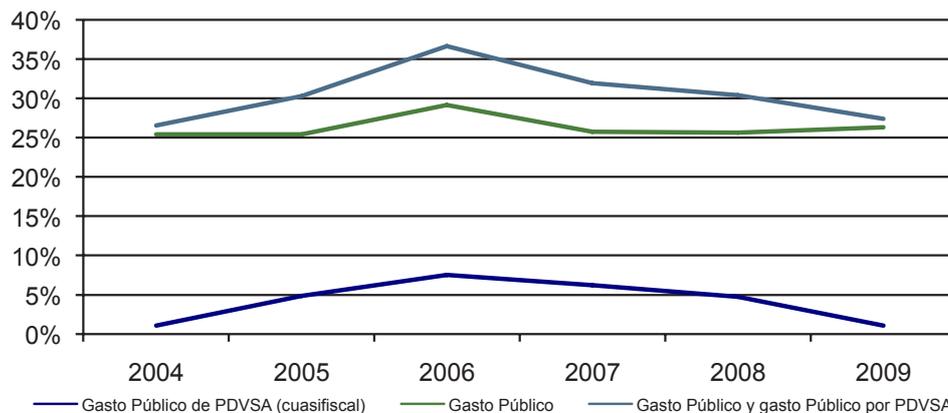
En cuanto al gasto público cuasifiscal ejecutado por PDVSA —que corresponde al aporte total al desarrollo social más el Fondo de Desarrollo Nacional (Fonden)⁸— según cifras oficiales éste fue incrementándose a lo largo del período 2004-2008 y finalmente disminuyó en un 76% en el 2009. Por otra parte, su porcentaje de participación en el PIB, luego de pasar de 1,12% en 2004 a 7,52% en 2006, descendió los tres años siguientes para situarse en 1,08% del PIB total en 2009.

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, 2008 y 2009, año en el cual representó 27,38% del PIB.

8 Según el último Informe Operacional y Financiero de PDVSA 2009 sólo hubo aportes al Fonden en los años 2007 y 2008.

Gasto público 2004-2009

(Porcentaje del PIB)



Fuente: Resultado Financiero Anual 1998-2008, Ministerio del Poder Popular de Planificación y Finanzas, BCV e Informe Operacional y Financiero de PDVSA 2008.

PDVSA: INFORME DE GESTIÓN 2009 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.
- Refinería Isla, S.A.: inicialmente se constituyó como Vistaven, C.A. en el año 1975 tiene bajo arrendamiento la refinería en Curazao y es el accionista de Refinería Isla, B.V. operadora del contrato de arrendamiento.
- 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

En el año 2009 los aportes pagados a la nación por parte de PDVSA disminuyeron sustancialmente. En el caso de las regalías y otros impuestos la disminución fue del 43% de 23.462 millones de dólares en 2008 a 13.360 millones en el 2009. Así mismo, los gastos para el desarrollo social cayeron de 14.733 millones en 2008 a 3.514 millones en el 2009. Por otra parte el impuesto sobre la renta reflejó una disminución de solo 22% en este mismo periodo. Sin embargo esto se debe a la gran caída en las ventas durante el 2009 que disminuyeron de 125.364 millones de dólares en 2008 a 74.996 millones en el 2009 reflejando una disminución del 41%.

PDVSA: Información Financiera

(Millones de dólares)

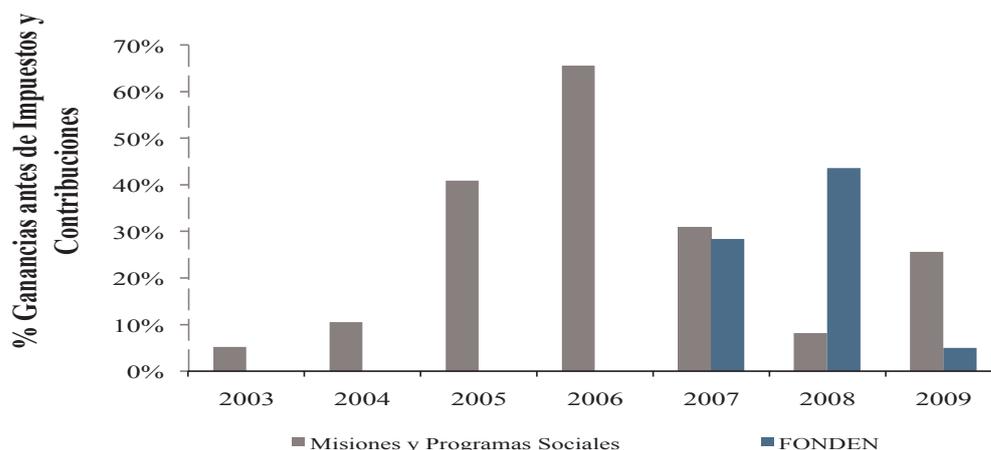
	2005	2006*	2007	2008	2009
Ventas	82,915	99,252	96,242	126,364	74.906
Ganancia Venta de Refinería	—	1,432	—	998	
Participación patrimonial en resultados netos de compañías afiliadas	1,074	1,120	732	153	140
Compras de petróleo crudo y productos	32,001	38,778	28,137	40,193	27.194
Costos de operación**	14,152	14,879	15,112	22,760	16.882
Gastos***	5,487	6,465	7,094	14,494	10.779
Intereses minoritarios	14	458	902	1,962	1.474
Regalías y otros impuestos	13,318	18,435	21,981	23,462	13.360
Gastos de desarrollo social	6,909	13,784	14,102	14,733	3.514
Impuesto sobre la renta	5,793	4,031	5,017	4,281	3.330
Ganancia de operación descontinuada, neto de impuesto	154	20	101	57	-234
Ganancia neta	6,483	5,452	6,273	9,413	4.498

Fuente: Informe de Gestión de PDVSA de 2009.

* 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

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA 2009

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 2009, 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 estratégicos

- “Aceleración del desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) para la incorporación de 2,8 MMBD de producción al 2030.
- Desarrollo del gas Costa Afuera para satisfacer mercado interno y exportar a mercados estratégicos.
- Impulso al desarrollo socialista integral del país y el equilibrio territorial.
- Absoluta Soberanía sobre el Recurso Petrolero y Gasíferos.”⁹

Metas del mediano plazo

- 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.

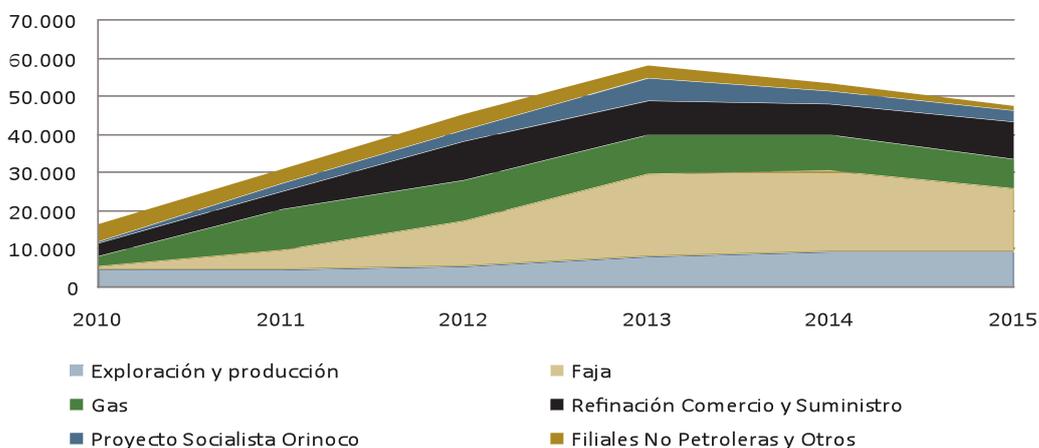
Metas del largo plazo

- Incrementar la capacidad de producción hasta 4,46 millones de barriles diarios para el año 2015.
- De esa cifra, 2,53 millones de barriles diarios corresponderán a la gestión directa de PDVSA; 432 mil barriles diarios a empresas mixtas de crudo convencional; 88 mil barriles diarios a empresas mixtas Costa Afuera, 650 mil barriles diarios a empresas mixtas de crudo extrapesado, 444 mil barriles diarios a nuevas empresas mixtas operadoras en la Faja del Orinoco, 265 mil barriles diarios correspondientes a la producción de LGN.
- Elevar la capacidad instalada de refinación hasta 3,2 millones de barriles diarios en el año 2015.
- Exportar un volumen de crudos y productos de 3,9 millones de barriles diarios en el año 2015.
- Aumentar la producción de gas natural a 13.890 millones de pies cúbicos diarios de gas al año 2015.
- Desarrollar el eje Orinoco-Apure a través del pleno desarrollo de la FPO desde el punto de vista de producción, mejoramiento, refinación e industrialización que potencien la región como un importante polo petroquímico.

Montos y esquema de inversión

PDVSA calcula que la ejecución del Plan requerirá la inversión de aproximadamente 252 mil millones de dólares en el período 2010-2015. De ese monto, PDVSA estima proveer cerca del 78%, 15% por medio de inversiones con terceros y 7% en inversiones asociadas al Proyecto Socialista Orinoco. Del total de las inversiones 31% serán destinadas a proyectos de la Faja, 17% a Exploración y Producción, 20% a Inversiones en Proyectos Gasíferos, 18% serán invertidos en Refinación, Comercio y Suministro, 7% en el Proyecto Socialista del Orinoco y el 8% restante en Filiales No Petroleras y Otros.

Desembolsos por inversiones 2010-2015 (MMUSD)



Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA 2009

9 Extraído del Informe de Gestión Anual de PDVSA 2008.

EL SECTOR DEL GAS

Los números del gas en 2009

- Reservas de gas: 178,87 billones de pies cúbicos (aproximadamente setenta % es gas asociado).
- Producción de gas: 6.600 millones de pies cúbicos por día, de los cuales 2.800 son reinyectados¹⁰.
- Tasa Reservas/Producción: 129 años.
- Precio promedio del gas en Venezuela 2009: 1,18\$/MMBtu¹¹.
- Proyectos de exploración y explotación costa afuera: Rafael Urdaneta, Plataforma Deltana y Blanquilla/La Tortuga.
- Licencias para el Desarrollo de gas costa afuera: Mariscal Sucre.
- Licencias de exploración y explotación en tierra firme: Yuca Placer Norte y Sur, Barrancas, San Carlos, Tinaco, Tiznado, Barbacoas, Quiriquire Profundo, Petrocumarebo 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 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)*. 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.

¹⁰ Cabe destacar que en el Informe de Gestión 2009 de PDVSA se reporta en un mismo cuadro una producción total de 6600 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) y luego, en la clasificación por cuenca se reporta una producción de 6990 MMPCD. Sin embargo, dado que los cálculos de gas reinyectado y gas neto dan como resultado una producción de 6600 MMPCD y la producción medida en barriles equivalentes de petróleo coincide con esta cifra, se asume que ésta es la producción total.

¹¹ Informe de Gestión 2009 de PDVSA.

- *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, Vinccler 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 %.
- Regalías: veinte % (deducible hasta quince %) 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 % del valor del gas no asociado.
- Contraprestación especial para el Estado: diez % del valor del gas no asociado.
- Renta superficial anual: una unidad tributaria por hectárea.

Exploración y Producción

Reservas

Venezuela es el octavo país del mundo con mayores reservas de gas. Según el reporte anual BP Statistical Review of World Energy 2010, nuestro país tiene aproximadamente 200,1 billones de pies cúbicos de gas, que constituyen las segundas reservas más abundantes de América después de Estados Unidos cuyas reservas, según el mismo informe, alcanzan alrededor de 245 billones de pies cúbicos.

Así mismo, basándose en las cifras de BP, Venezuela posee 70% de las reservas de gas de Centro y Suramérica y 3% de las reservas mundiales.

Reservas, producción y consumo comprado de gas, 2009

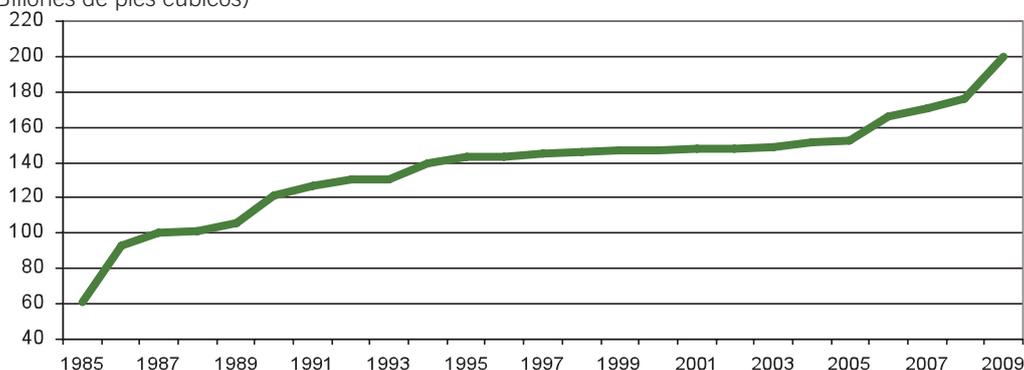
	Reservas (bpc)	Producción (mmmpcd)	Consumo (mmmpcd)
Mundo	6.621	289	284,5
Centro y Sur América	284,6	14,7	13,0
Venezuela	200,1	2,7 ¹²	2,9

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2010.

El nivel de reservas de gas en Venezuela se mantuvo relativamente estable desde mediados de los 90, creciendo a una tasa promedio anual cercana al 1%. A partir del año 2006 se han observado importantes adiciones.

Reservas probadas de gas natural, 1985-2009

(Billones de pies cúbicos)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2010.

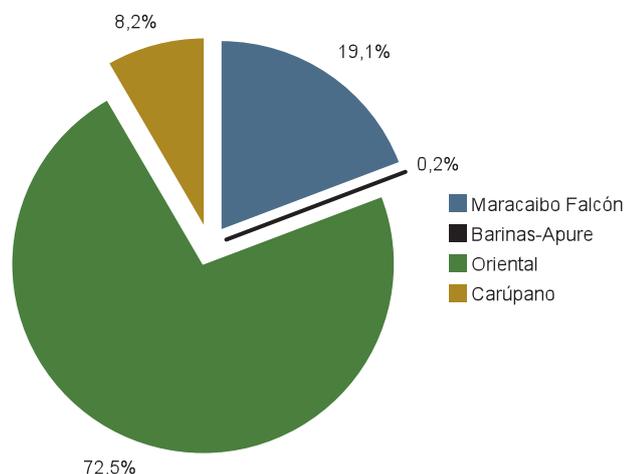
¹² Incluye únicamente el gas entregado al mercado interno.

PDVSA: Reservas, producción y consumo

Según el Informe de Gestión Anual 2009 de PDVSA, en 2009, las reservas de gas certificadas en Venezuela actualmente ascienden a 178.877 mil millones de pies cúbicos, 16% de las cuales están asociadas a la FPO¹³. El informe señala igualmente que durante el año 2009 se incorporaron 4.338 millones de pies cúbicos de gas, 97% de los cuales proviene de revisión de yacimientos ya existentes. El 3% restante fue por descubrimiento de nuevos yacimientos y por extensión de los ya existentes.

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 73% de las reservas, la zona occidental 19% y la cuenca de Carúpano 8%. La cuenca de Barinas-Apure concentra sólo 0,2% de las reservas de probadas de gas.

Distribución de las reservas probadas de gas por cuenca, 2009



Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA 2009.

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 está 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 el Informe de Gestión Anual 2009 de PDVSA, en 2008 la producción promedio de gas en Venezuela fue de 6.904¹⁴ millones de pies cúbicos por 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. Con respecto a 2009, la producción de gas natural en el país fue de 6.600 millones de pies cúbicos de gas al día, 42% de los cuales fueron reinyectados a los yacimientos, con lo cual la producción neta de gas fue de 3.800 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 entre el 20 y el 25% de la producción de Centro y Sur América y cerca del 1% de la mundial.

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 diarios¹⁵.

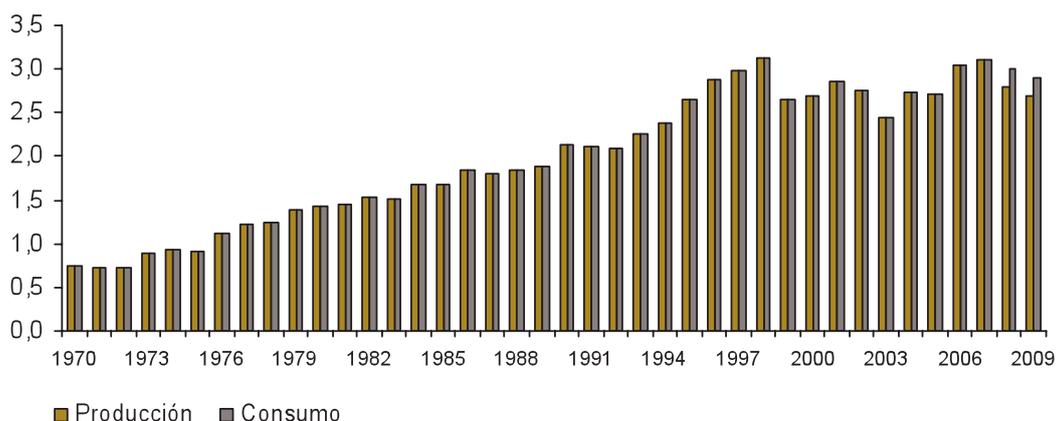
13 Cabe destacar que la diferencia observada entre las cifras reportadas por BP y por PDVSA, puede deberse a que ambas fuentes utilizan metodologías diferentes para la certificación de reservas.

14 En ediciones anteriores del Energía en Cifras, se reportaron niveles de producción cercanos a los 2.800 millones de pies cúbicos de gas por día. Esta información está basada en los datos publicados por BP a través de sus reportes "BP Statistical Review of World Energy" publicados anualmente. Sin embargo, dado que esta cifra se refiere únicamente al gas entregado al mercado interno, a partir del año 2009 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.

15 Excluyendo reinyección.

Producción y consumo de gas natural, 1970-2009

(Miles de millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2010.

En los dos últimos años, el nivel de producción ha disminuido y el consumo ha superado las cantidades de gas producidas en el país teniendo que recurrirse a la importación. Así, a partir de 2008 Venezuela comenzó a recibir gas de Colombia a través del Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte, recibiendo en promedio 180 millones de pies cúbicos de gas, con lo cual en 2009 se dispuso de un total de 7.170 millones de pies cúbicos diarios de gas.

Del total de gas natural disponible en 2009, 31% fue destinado al mercado interno para satisfacer las necesidades de los sectores eléctrico (21%), siderúrgico (16%), cemento (4%), doméstico (4%), petroquímico (14%), refinación (31%) y otros (11%) lo que equivale a 2.222 millones de pies cúbicos de gas al día. El 69% restante fue consumido por la industria petrolera para reinyección (60%), transporte de crudo (16%) y para producir líquidos del gas natural (LGN), venteo, mermas y pérdidas.

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; Interconexión Costa – Oeste, Interconexión Centro Oriente Occidente y el 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, 95% 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 refinерías (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. En diciembre de 2007 fue creada PDVSA Gas Comunal y Tropigas y Vengas, las dos mayores empresas distribuidoras, fueron adquiridas por la filial estatal. Es así que a partir de septiembre de 2008, la distribución del volumen de GLP producido en las fuentes de suministro pasó a ser controlada en su totalidad por PDVSA. Sin embargo, sólo el 56% de las necesidades de distribución para el consumo interno es responsabilidad directa de la petrolera estatal, mientras que el 44% restante es atendido por un conjunto de empresas del sector privado, a través de un contrato de servicio. 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. Por otro lado, 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.

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.

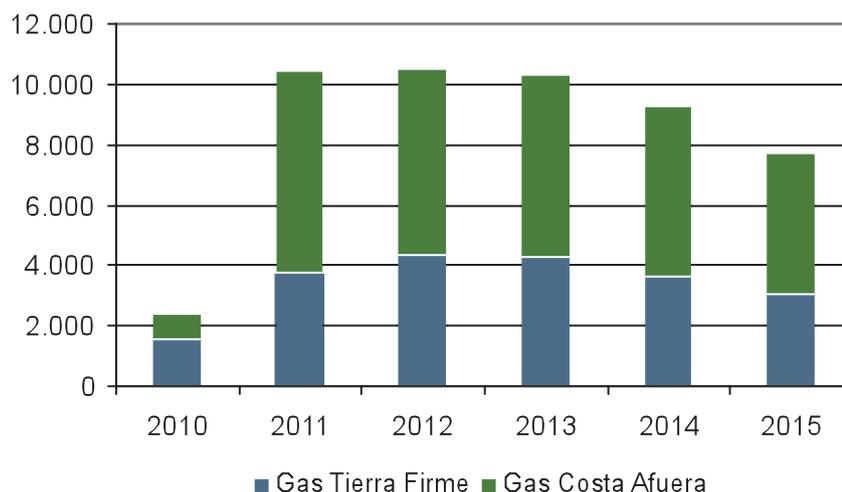
Según el Informe de Gestión Anual 2009 de PDVSA, las ventas de GLP al mercado interno en 2009 se ubicaron en 39 mil barriles diarios distribuidos a lo largo del país.

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.

En el 2009 la inversión en la industria gasífera en Venezuela fue de 1.580 millones de dólares, lo que representa una caída de 37% siendo el monto invertido en el 2008 de 2.515 millones de dólares. La inversión prevista para el año 2010 es de 2413 millones de dólares, 65% para desarrollo de Gas en Tierra Firme y 36% en el desarrollo de Gas Costa Afuera. Sin embargo, dentro del plan siembra petrolera se espera que la inversión anual aumente considerablemente a partir del año 2011, año en el cual se planea invertir aproximadamente 10.441 millones de dólares. La inversión planeada total para el periodo 2010-2015 es de 50.692 millones de dólares, 41% de la cual será destinada a proyectos de Gas Tierra Firme y 59% se planea invertir en el desarrollo del Gas Costa Afuera.

Desembolso por inversiones 2010-2015



Fuente: Informe de Gestión de PDVSA de 2009.

Principales proyectos de inversión

Nombre del proyecto	Descripción	Ubicación	Inversión	Financiamiento
Exploración y explotación de gas no asociado y gas natural licuado (GNL)				
Costa Afuera				
Rafael Urdaneta	Desarrollo de reservas de gas no asociado ubicado en costa afuera, con un potencial de reservas de 23 billones de pies cúbicos (BPC) de gas no asociado 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/ Vinccler
				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 cuantificables por un volumen de entre 6 y 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. Monto ejecutado al cierre de 2009: 249 millones de dólares.	Bloque 1: PDVSA
				Bloque 2: ChevronTexaco (60%) y PDVSA (40%) (anteriormente ConocoPhillips)
				Bloque 3: Chevron-Texaco
				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: 18 MBD de condensado 1.200 MMPCD (de los cuales 300 se destinarán al mercado interno, el resto será exportado).	Norte de Península de Paria	10.849 millones de dólares entre 2008 y 2016. Monto ejecutado al cierre de 2009: 1.015 millones de dólares,	PDVSA

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. Son áreas con sistemas de hidrocarburos complejos pero cuyo potencial de gas 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) ²	Bloque Blanquilla Este y Tortuga: PDVSA (20%); Energías de Portugal (EDP) (10%); Gazprom (30%); ENI (20%); y Petronas (20%)
Tierra Firme				
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 6 Centros Operativos para recolectar, comprimir y transferir una producción potencial de 2.800 y 39 MBD de crudo liviano	Anzoátegui y Monagas	4.426 millones de dólares (2002 – 2016). Monto ejecutado al cierre de 2009: 1.812 millones de dólares.	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 ³	Consorcio Ypergas: Total (69,5%), Repsol YPF (15%), Inelectra-(10,2%) y Otepi (5%)

Nombre del proyecto	Descripción	Ubicación	Inversión	Financiamiento
Barrancas	Exploración y explotación de gas no asociado (405,2 millones de pies cúbicos). Destinado a abastecer la planta eléctrica Termobarancas y para gasificación del área. Está dividido en dos partes, la de producción temprana, con 20 MMPCD para generación de 80MV 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
Tinaco y San Carlos	Exploración y explotación de gas no asociado en las áreas de Tinaco (962Km ²) y San Carlos (506Km ²).	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 Km ² y 832 Km ² , 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 ⁴	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%)

Nombre del proyecto	Descripción	Ubicación	Inversión	Financiamiento
Procesamiento				
Jose 250	<p>Expansión de capacidad de procesamiento del gas asociado de los campos de Anaco y Monagas y para satisfacer demanda del mercado interno y suministro de gas inyectado a campos petroleros del norte de Monagas.</p> <p>Objetivo: procesar 1000 MMPCD.</p> <p>Contempla la construcción de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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	4.509 millones de dólares (Culminación: 2015). Monto ejecutado al cierre de 2009: 320 millones de dólares.	PDVSA
Complejo Criogénico de Occidente	<p>Construcción de una planta criogénica en el Occidente del país para procesar 950 MMPCD de gas y reemplazar las instalaciones de extracción existentes con más de 20 años de antigüedad. Montaje de tuberías e infraestructura necesarias para retornar el gas residual a las instalaciones de exploración y producción de Occidente.</p> <p>Construcción de un Tren de Fraccionamiento de LGN con capacidad para procesar 35 MBD.</p> <p>Producción estimada: 70 MBD de LGN y 62 MBD de etano.</p>	Zulia	2.659 millones de dólares (Culminación: 2013). Monto ejecutado al cierre de 2009: 340 millones de dólares.	PDVSA

Nombre del proyecto	Descripción	Ubicación	Inversión	Financiamiento
Acondicionamiento de Gas y Líquidos Anaco (AGLA)	Desarrollar infraestructura para el acondicionamiento de 815 MMPCD de gas en los campos San Joaquín, Guarío 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	287 millones de dólares (Culminación 2012). Monto ejecutado al cierre de 2009: 17 millones de dólares.	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) ⁵	<p>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.</p> <p>Tren 2 de liquefacción: PDVSA (60%), Galp (15%), Enarsa (10%), Mitsubishi/Mitsui (5%), Itochu (10%). Gas proveniente de bloque 1 de la Plataforma Deltana.</p> <p>Tren 3 de liquefacción: PDVSA (60%), Gazprom (15%), Petronas (10%), Eni (10%), EDP (5%) Gas proveniente de bloques Blanquilla y Tortuga.</p>

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	884 millones de dólares. Monto ejecutado al cierre de 2009: 87 millones de dólares.	PDVSA Gas
Sistema Nor-oriental de Gas (SINOR-GAS)	Construcción de infraestructura necesaria para incorporar el gas proveniente de desarrollos costa afuera en la región nororiental del país al mercado interno. Primera Etapa: 472 Km de gaseoductos. Segunda Etapa: Gasoducto Güiria – Muscar (259 Km), 3 plantas compresoras.	Anzoátegui, Sucre, Monagas y Nueva Esparta	2.162 millones de dólares (Culminación 2014). Monto ejecutado al cierre de 2009: 669 millones de dólares.	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) ⁶	PDVSA Gas

Nombre del proyecto	Descripción	Ubicación	Inversión	Financiamiento
Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte	Infraestructura para el intercambio de gas entre Venezuela y Colombia a través de la construcción de 225 Km de tuberías desde Campo Ballenas en Colombia, hasta las plantas eléctricas Rafael Urdaneta y Ramón Laguna en el estado Zulia. Consta de 88,5 Km en Colombia y 135,9 Km en Venezuela, con un tramo sublacustre de 22 Km y 10 estaciones de seccionamiento. 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 y Colombia	659 millones de dólares.	PDVSA Gas
Distribución				
Gasificación Nacional	Incorporar redes de distribución de gas metano para gasificar 23 estados del país. Contempla la instalación de 48.900 Km de infraestructura de redes de distribución para suministrar gas a 3.260.000 familias en todo el territorio nacional.	Todo el país	2.334 millones de dólares (Culminación 2016). Monto ejecutado al cierre de 2009: 499 millones de dólares.	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
Gas Natural Vehicular				
Autogas	Conversión de vehículos al sistema dual y construcción de puntos de expendio de GNV.	Todo el país	Monto ejecutado al cierre de 2009: 318 millones de dólares.	PDVSA

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.

Rafael Urdaneta

El proyecto Rafael Urdaneta está ubicado en el Golfo de Venezuela y al noroeste del estado Falcón y tiene como objetivo el descubrir, cuantificar y explotar los yacimientos de gas libre para satisfacer en una primera etapa los requerimientos de la región nor-occidental del país, en especial del Centro Refinador Paraguaná, para luego contemplar la aplicación de programas de recuperación secundaria en el Lago de Maracaibo y contribuir al desarrollo del parque industrial venezolano.

Este proyecto consiste en un conjunto de 29 bloques que abarcan un área aproximada de 30 mil kilómetros cuadrados. Tiene un potencial de reservas de 23 billones de pies cúbicos de gas no asociado y de unos siete mil millones de barriles de hidrocarburos líquidos. Contempla la producción de 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. Luego de llegar a una profundidad de 13.500 pies se decidió abandonar la actividad por problemas operacionales.

En abril de 2009 se inició la perforación del bloque Cardón III en la Península de Paraguaná, deteniendo el proceso en el Pozo Tuna-1X en junio del mismo año, luego de no encontrar indicios hidrocarbúferos al llegar a una profundidad de 8.400 pies.

Así mismo, en octubre de 2009 se inició la perforación del bloque Moruy II, llegando sin éxito a una profundidad de 12.347 pies.

Como punto más relevante del año 2009, se observa el descubrimiento del pozo Perla-1X en el bloque Cardón IV a cargo de las empresas ENI y Repsol. Es hasta ahora el mayor yacimiento de gas de las costas del Golfo de Venezuela y uno de los más grandes del mundo, pudiendo albergar entre siete y ocho mil billones de pies cúbicos de gas.

Según reporta PDVSA, el monto de la inversión en el Proyecto Rafael Urdaneta 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 billones 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. Los yacimientos de estos bloques serán explotados con el fin de enviar el gas no asociado extraído a la planta de GNL I ubicada en Güiria, para suplir al mercado interno y posteriormente ser enviado 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.

En cuanto al Proyecto de la Planta Flotante de GNL que se había contemplado, se decidió finalmente abandonar esta oportunidad de negocio luego de que Petrosa no lograra identificar en el Bloque 1 la cantidad de reservas probadas suficientes para sustentar el proyecto y se declarara no apta para realizar un programa exploratorio.

De manera global, 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.

El saldo de las obras en progreso en diciembre de 2009 fue de aproximadamente 249 millones de dólares.

PDVSA 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 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 con el fin suplir al mercado interno y aprovechar los excedentes de producción para la exportación. Se estima la perforación de 36 pozos, 24 submarinos y 12 de superficie, además de la construcción de 2 plataformas de producción. 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", para la perforación 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.

Así mismo, en el primer pozo de gas costa afuera denominado Cruz de Mayo, uno de los 8 pozos a ser perforados en el Campo Dragón, se realizó con éxito la prueba de producción, encontrando un potencial de producción cercano a 70 millones de pies cúbicos de gas al día.

Por otro lado, se conoce que en abril de 2009 Venezuela firmó un Memorándum de Entendimiento con las empresas GALP, JOGMEC, ITOCHU, MARUBENI, MITSUBISHI y MITSUI para la posible participación en una nueva empresa mixta de gas no asociado, para el desarrollo de las reservas probadas de los yacimientos Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe, ubicados costa afuera al norte de la Península de Paria. Asimismo, las firmas SONATRACH, KOREA GAS, PETRONAS, STATOILHYDRO, GAZPROM y ENI fueron preseleccionadas para participar en el nuevo negocio de gas no asociado.

El Proyecto 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 aproximadamente 10.849 millones de dólares para ejecutarse entre los años 2008 y 2016.

Al cierre de 2009 el saldo de las obras en progreso fue de 1.015 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 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). Incluye la construcción de 563 Km de tuberías marinas, urbanismo, vialidad y servicios en el CIGMA, muelle de construcción y servicios, plantas de adecuación y procesamiento de gas, generación de energía eléctrica (900 MW en Güiría y 450 MW en Cumaná), redes de transmisión y distribución de electricidad y plantas de licuefacción.

El proyecto Gas Natural Licuado forma parte igualmente del Gran Delta Caribe Oriental y tiene como propósito el proveer las instalaciones asociadas para los procesos de licuefacción, almacenaje, y embarque para la exportación del gas proveniente de los complejos Plataforma Deltana y Mariscal Sucre.

En septiembre de 2008 se firmaron 8 acuerdos marco para la constitución de empresas mixtas para la construcción de tres trenes de transporte y licuefacción de gas natural con empresas de Qatar, Estados Unidos, Argentina, Japón, Italia y Malasia, entre otros.

Así mismo, durante 2009 se recibieron los primeros equipos para la instalación de la Planta de Acondicionamiento de Gas al Mercado Interno (PAGMI) dentro del CIGMA.

Se prevé que para 2013 se inicie la comercialización de gas natural licuado al mercado nacional e internacional.

El presupuesto aprobado para el proyecto para el periodo 2008-2014 es de 8.811 millones de dólares. Al cierre de 2009 el saldo de las obras en progreso fue de aproximadamente 817 millones de dólares.

Gas Licuado del petróleo

Este proyecto forma parte del Proyecto de Gasificación Nacional de Ciudades y Plantas de Llenado Comunitarias 2006-2016, que tiene como meta la construcción de redes urbanas y líneas internas en los hogares para favorecer el suministro de gas metano domiciliario y la entrega de Gas Licuado del Petróleo (GLP) en áreas poco pobladas y de difícil acceso.

Como parte del proyecto, para el periodo 2008-2015 PDVSA tiene entre otras metas la construcción de 6 Plantas de Llenado de GLP en los estados Guárico, Miranda, Cojedes y Bolívar mediante las cuales se buscará beneficiar a más de 300.000 familias. Así mismo, contempla la construcción de 7 miniplantas, el reemplazo de 3.640.000 cilindros, 2.450 tanques, 1.792 vehículos automotores para el transporte primario/distribución y 335 centros de acopio.

A través de este proyecto, PDVSA Gas Comunal busca transferir la distribución del gas domiciliario a los sectores de pocos ingresos y las comunidades aisladas mediante la creación de Empresas de Propiedad Social. Promueve así diferentes formas de distribución de GLP, tales como estantes comunales, centros de acopio, dispensadores automáticos y redes comunales.

En 2008, entró en operaciones la Planta Comunitaria de Llenado de GLP Daniel Silva Pacheco, en el estado Barinas, la cual es administrada conjuntamente con la comunidad. Así mismo, hasta finales de 2009 se habían instalado 2.356 estantes comunales.

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 180 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).

Incluye la instalación de 457 puntos de expendio de GNV a nivel nacional y la reactivación de 141 puntos ya existentes, así como la construcción de 20 centros de conversión en instalaciones de PDVSA y la contratación de otros 183, para la conversión de 465.881 vehículos en 12 estados entre 2006 y 2012.

Para 2009 se completó la instalación de 5 puntos de expendio y se reactivaron 133 en otras estaciones de servicio. Así mismo, se cuenta con 130 centros de conversión contratados y operativos (4 propiedad de PDVSA) y 5 de conversión móviles.

Desde el inicio del proyecto hasta 2009 fueron convertidos 24.145 vehículos al uso dual (4.960 convertidos por Toyota), de los cuales 14.161 corresponden sólo a 2009.

PDVSA asumirá los costos de adquisición e importación de equipos necesarios para conversión a sistema dual (Gaceta Oficial 38.967, del 07 de julio de 2008) y de conversión y mantenimiento de dichos vehículos generados por ensambladoras y comercializadoras (Gaceta Oficial 39.181, el 19 de mayo de 2009).

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 2009 representa menos del 7% del precio promedio de gas comercializado en el mercado internacional.

Precios nacionales e internacionales del gas

(Dólares por millón de unidades térmicas británicas-BTU)

	Nacionales*		Internacionales		Internacionales	
	(regulados para 2009)		(Enero de 2009)**		(Enero 2010)***	
	Anaco	Lago	Henry Hub	NYC Gate	Henry Hub	NYC Gate
Centro de despacho Anaco	0,35	0,56	5,63	7,7	5,82	8,09
Promedio	0,46		6,65		6,96	

Fuente: precios nacionales: Gaceta Oficial 38.401; precios internacionales: Bloomberg

*Gas doméstico

**Precios al 02 de enero 2009

*** Precios al 31 de Diciembre 2009

****Precios al 11 de Agosto 2010

EL SECTOR ELÉCTRICO

Los números de la electricidad en 2009

- Capacidad instalada de generación: 23.674 megavatios
- Demanda máxima: 17.337 megavatios
- Energía generada: 123.390 gigavatios/hora
- Energía generada por fuente: 70% hidroelectricidad y 30% termoelectricidad.
- Transmisión: 11.794 kilómetros
- Consumo: 123.017 gigavatios/hora.

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.
- *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 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 (Eleval), 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.

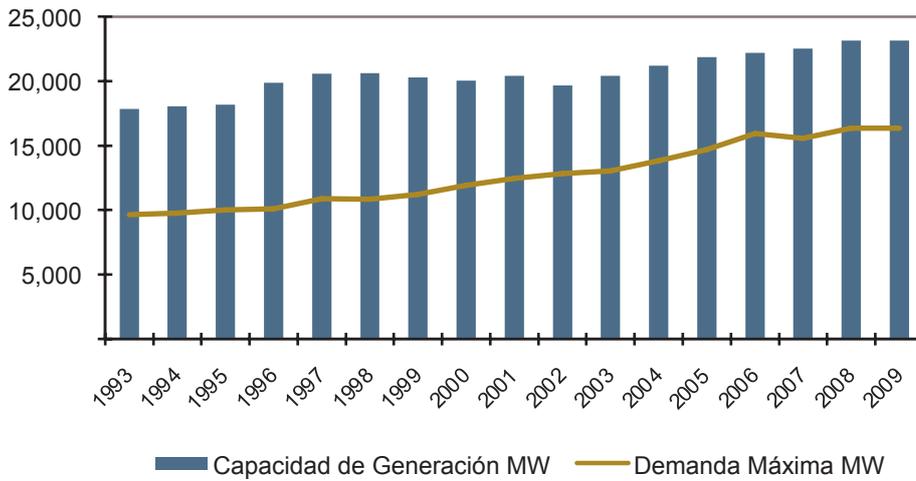
Antes del proceso de nacionalización, el Estado venezolano ya era propietario de las empresas ENAGEN (empresa creada en noviembre de 2006), CADAFE (y sus filiales), EDELCA, ENELVEN (y su filial ENELCO) y ENELBAR, que en conjunto representaban aproximadamente 86% de la capacidad instalada de generación. 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 2009 la capacidad instalada de generación eléctrica fue de 23.674 megavatios y la demanda máxima fue de 17.337 megavatios. Del total de la capacidad instalada, 63% corresponde a fuentes hidroeléctricas y 37% de fuentes termoeléctricas.

Capacidad de generación y demanda máxima, 1993-2009

(Megavatios)



Fuente: Boletines mensuales CNG (OP SIS).

En 2009 se generaron 123.390 gigavatios/hora de electricidad, de los cuales 69,6% corresponde a hidroelectricidad y 30,4% a termoelectricidad.

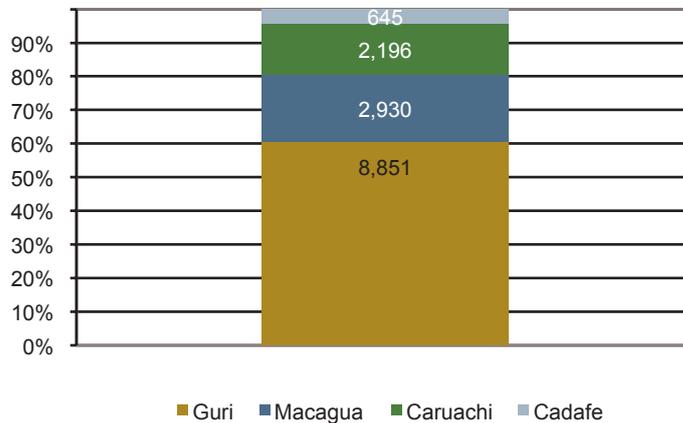
Hidroelectricidad

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 2009 esta empresa contaba con una capacidad instalada de 13.977 megavatios. En 2009, EDELCA generó 83.707 gigavatios hora, lo que representa el 68% de la generación total del país durante ese año.

Adicionalmente, Cadafe tiene una capacidad hidroeléctrica instalada de 645 megavatios, cuya generación en 2008 fue de 2.256 gigavatios/hora. La operación de estas plantas se traspasó a EDELCA en octubre de 2007.

Capacidad instalada hidroeléctrica, 2009

(Megavatios)



Fuente: Boletín CNG (OP SIS), diciembre de 2009.

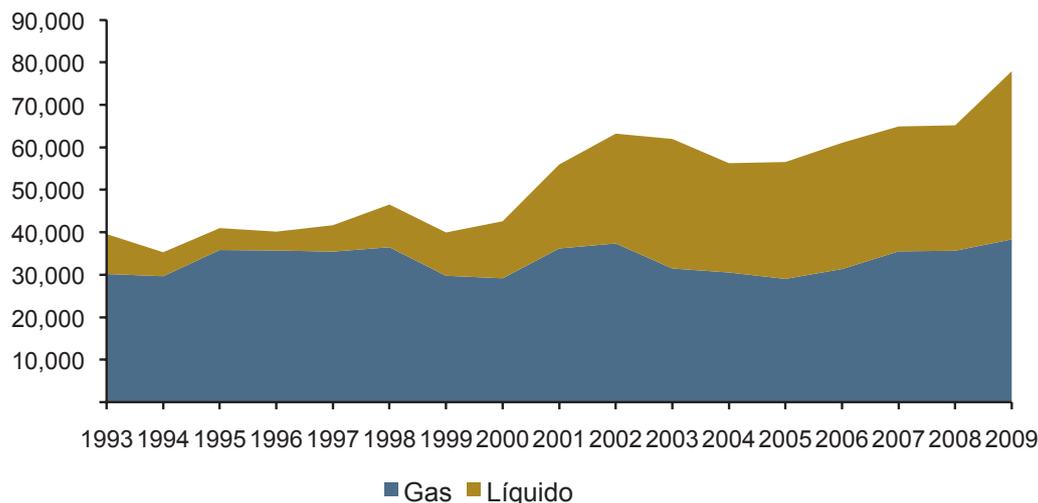
Termoelectricidad

Según el Centro Nacional de Gestión (CNG), la generación termoeléctrica está distribuida entre las empresas Cadafe, Enelbar, Enelco, Enelven, EDC, Eleval, Seneca y Turboven. Al cierre de 2009 la capacidad instalada total fue de 8.532 megavatios. Cadafe es la empresa con mayor capacidad instalada para la producción termoeléctrica (4.065 megavatios). La generación de energía termoeléctrica en 2009 fue de 37.552 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 aumentado en términos relativos, particularmente en los últimos cinco años. Este resultado es consecuencia de las dificultades de acceso al gas.

Consumo de combustible para generación térmica, 1993-2009

(Millones de barriles de petróleo equivalentes)



Fuente: Boletines CNG (OP SIS).

En 2009 el consumo de combustibles fósiles fue de 78 millones de barriles de petróleo equivalentes, de los cuales el gas natural representó el 49%, mientras que los líquidos, fuel oil y gas oil representaron respectivamente el 26% y 25% del combustible empleado en la generación termoeléctrica en Venezuela.

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 (5.944 kilómetros), 138 kilovatios (4 kilómetros) y 115 kilovatios (286 kilómetros). La longitud total de la red de transmisión para 2008 fue de 11.923 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 2009 fue de 123.018 gigavatios hora, 4,5% más que lo reportado en 2008, atribuyéndose en gran medida este aumento a CADAPE. Así mismo, durante este año hubo un intercambio neto de electricidad con Colombia y Brasil equivalente a 0,3% del total consumido nacional.

Proyectos Eléctricos

El programa de desarrollo y fortalecimiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) desarrollado por Corpoelec para el periodo 2008-2014, comprende la puesta en marcha de proyectos de generación, transmisión y distribución además del mantenimiento de los ya existentes. La inversión estimada por Corpoelec para este plan es de 13.865 millones de dólares.

Inversiones 2008-2014	Millones de USD
Proyectos estructurantes con su transmisión asociada:	9.022
- Planta Hidroeléctrica Manuel Piar en Tocoma	3.060
- Proyectos apalancados por PDVSA	3.731
- Proyectos del sector eléctrico nacional	2.231
Proyectos estructurantes exclusivos de transmisión	1.300
Proyectos de transmisión y Distribución No Estructurantes (2008-2010) (Incluye 340 Proyectos de las mesas de Energía)	1.440
Proyectos apalancados por PDVSA de Transmisión y Distribución no estructurantes	1.670
Mantenimiento equipos mayores	176
Misión Revolución Energética	257
TOTAL	13.865

Fuente: Informe Corpoelec 2008

Entre los proyectos de generación eléctrica destacan el de la Central Hidroeléctrica Manuel Piar, con una capacidad instalada de más de 2000 MW cuyo objetivo es el de producir una energía promedio anual de 12.100 GWh y el Complejo generador Termocentro en el estado Miranda, que prevé aportar al sistema en una primera fase hasta 1100MW en ciclo combinado. Igualmente resaltan los proyectos de la Planta Termoeléctrica Antonio José de Sucre y la Planta Termoeléctrica Juan Manuel Valdez, ambas en el estado Sucre y la rehabilitación y modernización de Planta Centro y las Centrales hidroeléctricas del Guri y Macagua en el estado Bolívar.

GENERACIÓN				
Proyecto, (Ubicación), [Fecha]	Generación efectiva	Inversión y financiamiento	Capacidad	Ente ejecutor
Planta Termozulia II (Zulia) [Marzo 2007-Marzo 2010]	Proyectado 2011: 170MW.	USD 571.500.000	Planta termoeléctrica de 470 MW.	ENELVEN
Central Hidroeléctrica "Manuel Piar" en Tocoma (Bolívar) [Julio 2002-2014]	Proyectado 2012-2014: 2.160MW.	USD 4.301.603.000 Fonden: USD 281.700.000. Fondo Chino: USD 117.800.000	Planta hidroeléctrica Instalación de 2,160 MW.	EDELCA
Planta Termoeléctrica Antonio José de Sucre (Sucre) [Julio 2004-Marzo 2012]	Proyectado 2011: 510MW.	USD 2.000.000.000 FONDEN: USD 15.500.000. Iberdrola y Elecnor: 60% de la inversión.	Central Termoeléctrica de Generación en ciclo combinado de 1000 MW.	Iberdrola y Elecnor

Planta Termoeléctrica Juan Manuel Valdez (CIGMA) (Sucre) [Enero 2007-Julio 2014]	Proyectado 2010: 450MW.	USD 2.150.000.000	Planta termoeléctrica de 900 MW.	
Complejo Generador Termocentro (Miranda) [2007-2014]	Proyectado 2011-2013: 1080MW.	USD 2.300.000.000	Complejo termoeléctrico de aproximadamente 2.100 MW. Dos plantas: El Sitio: cerca de 1.600 MW, y La Raisa: 500 megavatios.	EDC
Planta Termocarbón Santo Domingo (Táchira, Barinas) [2004-2010]	Proyectado 2010: 300MW.	USD 300.000.000	Planta de 300MW que usará carbón proveniente de la mina de Santo Domingo.	CADAFE/ Energoprom
Planta Termoeléctrica Alberto Lovera (Anzoátegui, Sucre, Barinas y Guárico) [Junio 2005-Marzo 2010]	Proyectado 2010: 300MW.	USD 181.000.000. FONDEN: USD 60.245.610,00.	Planta Termoeléctrica de 300MW	CADAFE
Planta Termoeléctrica Josefa Camejo (Falcón) [Marzo 2009- Mayo 2009]	Proyectado 2007: 450. Ejecutado 2007: 0. Ejecutado 2009: 150MW.	USD 220.300.000	Planta de Generación Termoeléctrica de 450MW.	CADAFE
Planta Termobarrancas (Barinas) [2004-2008]	Proyectado 2007: 300MW. Ejecutado 2007: 150MW.	USD 75.000.000	Planta termoeléctrica de 300 MW con la posibilidad de extensión a 450 MW.	REPSOL
Central Hidroeléctrica Fabricio Ojeda (Mérida y Barinas) [Septiembre 2004-Junio 2010]	Proyectado 2010: 250MW. Proyectado 2011: 250MW.	USD 361.110.000	Central hidroeléctrica de 514 MW.	EDELCA
Modernización Planta Guri (Bolívar) [Enero 2001- Diciembre 2014]		USD 1.069.000.000 FONDEN: USD 64.100.000.	Rehabilitar, acondicionar y adecuar tecnológicamente los equipos principales y el Sistema de Control de la Central. Extender en 25 años la vida útil del equipamiento	Menpet/ EDELCA

Central Hidroeléctrica Macagua (Bolívar) [Abril 2006- Marzo 2014]		USD 324.910 000 FON- DEN: USD 125.949.184,00.	Rehabilitación de la central hidroeléctrica Macagua I y obras en la subestación de 115 kv e interconexión con el sistema de transmisión.	CVG ELECTRIFICACIÓN DEL CARONÍ CA
Planta Termoeléctrica Tamare (Zulia) [Julio 2007- Julio 2012]	Proyectado 2011: 300MW.	USD 812.660.000	Planta termoeléctrica a ciclo combinado de 470MW estimados.	ENELVEN y PDVSA
Planta Termoeléctrica Bachaquero (Zulia) [Julio 2007- Diciembre 2011]	Proyectado 2011: 500MW.	USD 830.560.000	Planta termoeléctrica a ciclo combinado de 470MW.	ENELVEN y PDVSA
Plantas Juan Bautista Arismendi y Luisa Cáceres de Arismendi (Nueva Esparta) [Septiembre 2007- Marzo 2011]		USD 307.000.000	Incremento de 321 MW adicionales de la capacidad instalada de generación.	
Modernización y Rehabilitación Planta Centro (Carabobo) [Mayo 2002- Junio 2009]	Proyectado 2010: 400MW	USD 978.180.000 FONDEN: USD 73.922.000,00.	Recuperación de los 400 MW instalados en la Unidad I.	CADAFE
Planta Termoeléctrica Ezequiel Zamora (Barinas y Guárico) [Junio 2005- Diciembre 2009]	Proyectado 2010: 150MW.	USD 112.720.000 FONDEN: USD 60.245.610,00.	Planta con un turbogenerador alimentado con gas natural de 150 MW de ciclo simple.	CADAFE
Planta Termoeléctrica San Diego de Cabrutica (Anzoátegui) [Julio 2008- Noviembre 2009]	Proyectado 2010: 150MW. Proyectado 2011: 150MW.	USD 186.870.000	Planta termoeléctrica de 300MW con la opción de instalar una tercera unidad de 150 MW.	

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

En el área de transmisión, el gobierno tiene planificado levantar entre 2008 y 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.

TRANSMISIÓN			
Proyecto, (Ubicación), [Fecha]	Inversión	Información Adicional	Ente ejecutor
Ampliación del Sistema de Transmisión en 230KV de ENELCO (Zulia) [Septiembre 2005- Abril 2010]	USD 81.500.000 FONDEN: USD 35.622.020,85.	Consiste en la ampliación de dieciséis Subestaciones Eléctricas, la construcción de cuatro nuevas Subestaciones Eléctricas, 125 Kilómetros nuevos de líneas rural y 31 kilómetros de líneas urbanas.	ENELCO
Ampliación Red de Transmisión en 230 KV de la costa occidental del estado Zulia (Zulia) [Septiembre 2005- Abril 2010]	USD 133.500.000 FONDEN: USD 50.887.334,74.	Ampliación de dieciocho Subestaciones Eléctricas, construcción de siete nuevas Subestaciones Eléctricas, 221 Kilómetros nuevos de líneas rural y 23 kilómetros de líneas urbanas.	ENELVEN
La Arenosa – Yaracuy (Yaracuy, Cojedes) [Septiembre 2006- Marzo 2010]	USD 210.980.000 FONDEN: USD 62.200.000,00.	Contempla la ampliación de las subestaciones La Arenosa a 765 kV y Yaracuy 765/230 kV; la construcción de la 2da. línea La Arenosa-Yaracuy (161,5 km) y el suministro de 3 Autotransformador 765/230/20 kV de 333,33 MVA y 1 Autotransformador 765/400/20 kV de 500 MVA.	Menpet
Ampliación de S/E Palital para alimentar a S/E Barrancas (Anzoátegui) [Noviembre 2008- Marzo 2010]	USD 7.350.000	Aumento de capacidad de Transmisión en el anillo a 115 kV, entre las Subestaciones Palital, Barrancas, Tucupita y Temblador. Contempla la construcción de dos celdas a 115 kV para alimentar las líneas hacia la S/E Barrancas.	CADAFE

Proyecto San Gerónimo - Cabruta (Guárico) [Abril 2008-Diciembre 2010]	USD 35.290.000	Construcción S/E San Gerónimo 400/230 kV; 4 autos monofásicos de 150 MVA cada uno. Ampliación S/E Cabruta 230/115 kV; 2 autos 200 MVA cada uno y 2 salidas de Líneas a 230 kV. L/T a 400 kV ST S/E San Gerónimo "A" - S/E San Gerónimo "CADAFE". Desvío de L/T 230 kV 2T asociado a las S/E San Gerónimo "A" - S/E Cabruta.	CADAFE
Obras de Transmisión asociadas al Proyecto Manuel Piar en Tocoma (Bolívar) [Febrero 2009- Febrero 2012]	USD 168.830.000	Busca interconectar la Central Hidroeléctrica Manuel Piar al Sistema de Transmisión a 400 kV del Bajo Caroní y por consiguiente aumentar la capacidad de generación y transmisión de energía eléctrica al Sistema Interconectado nacional. Comprende la reubicación de las actuales líneas Guri-Guayana "B" a 400 y 230 kV, la construcción de la S/E Tocoma a 400 kV, la adecuación de la S/E Guayana "B", la construcción de las líneas que interconectan Casa de Máquinas y la S/E Tocoma; y la construcción de las líneas que interconectan la S/E Tocoma al Sistema de Transmisión.	
Transmisión Asociada a San Diego de Cabrutica (Anzoátegui) [Diciembre 2008- Octubre 2010]	USD 134.870.000	Capacidad de transformación: 1200 MVA a 230 kV Kilómetros de línea: 260 km de 230 kV.	

<p>Transmisión asociada a Central Fabricio Ojeda (Mérida y Barinas) [Octubre 2008-Agosto 2010]</p>	<p>USD 18.890.000</p>	<p>Construcción de las obras civiles de la subestación La Vueltoza y el acondicionamiento de la subestación Uribante, ingeniería de las fundaciones, estructuras, conductores y herrajes de las Líneas de Transmisión entre la central y las subestaciones.</p>	
--	-----------------------	---	--

Fuentes: Artículos de prensa, Fonden, Corpoelec y PDVSA.

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.

Financiamiento

A pesar de no contarse con información detallada, se conoce que parte del capital requerido para la ejecución del programa de desarrollo y fortalecimiento del SEN provendrá del Banco de Desarrollo Económico y Social (Bandes), el cual financiará proyectos importantes como la rehabilitación de la Central Hidroeléctrica Macagua I, la planta termoeléctrica Ezequiel Zamora, la modernización de la represa Simón Bolívar en Guri, la construcción de la subestación provisional Cayaurima, la ampliación del Caroní y la subestación San Gerónimo Cabruta y el Conjunto Generador Termocentro.

Por otro lado, en agosto de 2009 el ejecutivo nacional aprobó la dotación de 1.279 millones de dólares para el plan de desarrollo de CORPOELEC, de los cuales 500 millones provendrán de Bandes y otros 500 millones del Fondo de inversión Chino-Venezolano (FCCV), además de los 279 millones de dólares que se obtendrán de los intereses generados por este fondo y que serán igualmente destinados al sector eléctrico.

En diciembre de 2009 el presidente de la república aprobó igualmente un aporte extraordinario de 215,8 millones de dólares provenientes del FCCV para financiar proyectos de generación y distribución eléctrica en la región andina.

El Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (Fondespa) también está aportando dinero al sector eléctrico nacional, participando en el financiamiento de proyectos como la Planta Pedro Camejo en el estado Carabobo.

Por último, cabe destacar el financiamiento proveniente de la Ley especial de endeudamiento. En el año 2008 ésta planteaba disponer de recursos por alrededor de 1.000 millones de dólares para proyectos relacionados con el sector eléctrico. En cuanto a la Ley especial de endeudamiento de 2009, contemplaba la inversión de 1.765 millones de dólares para llevar a cabo proyectos en el sector eléctrico, específicamente en el área de generación y el fortalecimiento de Corpoelec.

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.

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

Pedro Luis Rodríguez
COORDINADOR ACADÉMICO

Richard Obuchi
PROFESOR

Osmel Manzano phd
PROFESOR ADJUNTO

Luisa Palacios phd
PROFESORA ADJUNTA

Ricardo Villasmil phd
PROFESOR ADJUNTO

J. Sebastián Scrofina
INVESTIGADOR

Jessica Grisanti
INVESTIGADORA

ESTE DOCUMENTO FUE ELABORADO POR
Graciela Urdaneta, J. Sebastián Scrofina y Jessica Grisanti.
La coordinación estuvo a cargo de Pedro Luis Rodríguez,
Richard Obuchi y Fernando H. Branger G.