

ABASTECIMIENTO



ABASTECIMIENTO



El Ministerio de Minas y Energía, y sus entidades están trabajando conjuntamente en diferentes acciones, tendientes a garantizar el abastecimiento de energía e hidrocarburos para la población colombiana. Para ello, se sigue fortaleciendo el mercado eléctrico y el planeamiento del sector. Así mismo, estamos buscando aumentar nuestras reservas de crudo y mantener la producción por encima del millón de barriles para seguir apalancando la economía del país, por lo cual se están realizando grandes inversiones. Seguimos aunando esfuerzos para que el sector hidrocarburífero siga desarrollándose, y con él, los proyectos que el país necesita.

ENERGÍA ELÉCTRICA

1. SECTOR ELÉCTRICO EN 2014

1.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA

Durante el año 2014 la generación de energía eléctrica estuvo impactada por la incertidumbre en la oferta hídrica, registrándose alta variabilidad mensual en los aportes hídricos a los embalses, asociada con las condiciones hidroclimáticas de Colombia, que fueron afectadas por el cambio en la tendencia de algunas variables climáticas del Pacífico Tropical, hacia valores típicos de un evento El Niño, según el índice ONI (Oceanic El Niño Index).

Desde septiembre de 2014 y los primeros meses de 2015, se ha presentado una condición de calentamiento, asociada con el desarrollo de un episodio cálido (El Niño) en el Pacífico Tropical, lo que llevó a declarar por parte de *National Oceanic and Atmospheric Administration*, NOAA, la ocurrencia de un evento débil El Niño 2014-2015.

Al finalizar 2014 los aportes hídricos totales al Sistema Interconectado Nacional, SIN, fueron de-

ficitarios, ingresando 50.318,6 GWh (91,2% de la media histórica). Por su parte, el embalse agregado del SIN finalizó a diciembre 31 de 2014 con reservas de 12.132,1 GWh, lo que equivale al 75,4% de la capacidad útil, superior en 5,9 puntos porcentuales al valor registrado en 2013. Esta situación hídrica de 2014, afectó la generación hidráulica, con un incremento del 0,8% frente a 2013, mientras la generación térmica creció en un 9,3%.

TABLA 1. GENERACIÓN DE ENERGÍA

Recursos	2013 (GWh)	2014 (GWh)	Participación (%)	Variación (%)
Hidráulicos	41.836	42.158	65,5%	0,8%
Térmicos	16.839	18.406	28,6%	9,3%
Menores	3.170	3.293	5,1%	3,9%
Cogeneradores	352	472	0,7%	34,1%
Total	62.197	64.328	100%	3,4%

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

Al finalizar 2014, la capacidad efectiva neta instalada en el SIN fue de 15.489 MW que, comparada con el 2013, representa un crecimiento

de 6,4%, debido principalmente a la entrada en operación de las centrales hidroeléctricas Hidrosgamoso, con 820 MW; Darío Valencia Samper unidad 1 y 5, de 50 MW cada una; El Popal, con 19.9 MW; El Salto II, de 35 MW; y Laguneta, con 18 MW; también al aumento de la capacidad efectiva neta de Porce III en 40 MW y a la actualización en térmicas de los combustibles principales que respaldan las obligaciones de energía firme para la vigencia diciembre 1 de 2014 a noviembre 30 de 2015, para el cargo por confiabilidad.

TABLA 2. CAPACIDAD EFECTIVA NETA DEL SIN

Capacidad efectiva neta del SIN				
Recursos	2013 (GWh)	2014 (GWh)	Participación (%)	Variación (%)
Hidráulicos	9.315	10.315	64,0%	10,7%
Térmicos	4.515	4.402	31,0%	-2,6%
Menores	662	695	4,5%	4,7%
Cogeneradores	66	77	0,5%	14,6%
Total	14.559	15.489	100%	6,4%

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

TABLA 3. DEMANDA DE ENERGÍA

Mes	2013		2014	
	GWh	Crecim.	GWh	Crecim.
Enero	5.025	4,6%	5.167	2,8%
Febrero	4.610	3,1%	4.902	6,4%
Marzo	5.033	1,5%	5.317	4,5%
Abril	5.106	6,2%	5.169	2,3%
Mayo	5.163	2,6%	5.411	4,4%
Junio	4.955	1,8%	5.218	5,6%
Julio	5.206	2,6%	5.514	5,1%
Agosto	5.196	2,0%	5.419	4,7%
Septiembre	5.085	1,0%	5.346	4,6%
Octubre	5.249	3,5%	5.461	4,0%
Noviembre	5.086	2,3%	5.251	3,8%
Diciembre	5.176	2,3%	5.397	4,3%
Total Año	60.890	2,8%	63.571	4,4%

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

En Colombia, en el año 2014, la demanda de energía tuvo un crecimiento del 4,4% frente a 2013, que se constituye en el mayor crecimiento de demanda en los últimos 10 años, como consecuencia del incremento del 5,0% de la demanda de energía del mercado regulado (consumo de energía del sector residencial y pequeños negocios) y el crecimiento del 3,0% de la demanda de

energía del mercado no regulado, donde el mayor consumo se debe a las empresas de actividad minera y canteras.

Por su parte, en 2014 la demanda máxima de potencia se presentó el día lunes 6 de octubre en el período 19, con un valor máximo de potencia de 9.551 MW y un crecimiento del 1,8% con respecto a 2013, que fue de 9.383 MW.

1.2. COMPORTAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO

El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, presta servicios a los agentes que transan en el mercado, como se indica en la siguiente tabla:

TABLA 4. AGENTES DEL MERCADO

Actividad	Registrados	Transan
Generadores	56	44
Transmisores	12	10*
Operadores de red	31	29*
Comercializadores	93	69
Fronteras usuarios regulados	9.670	0
Fronteras usuarios no regulados	5.546	0
Fronteras de alumbrado público	393	0
Total	62.197	64.328

* Corresponde a los agentes a los que se les liquida Cargos por Uso STN, STR y ADD

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

El número de fronteras comerciales se incrementó 4% frente a 2013, jalonado especialmente por el crecimiento en el registro de fronteras comerciales de usuarios regulados, las cuales aumentaron en un 9% (798 fronteras nuevas). Por su parte, las fronteras de usuarios no regulados decrecieron en un 2% (retiro de 126 fronteras) y las de alumbrado público en un 3% (retiro de 13 fronteras).

El volumen total transado por compra y venta de energía en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, MEM, fue de \$13,3 billones, cifra superior en \$0,9 billones al transado en 2013, cuando fue de \$12,3 billones.

A través de las cuentas que administra XM, por concepto del SIC¹, los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional, LAC² STN, y los fondos FAER, FAZNI, FOES y PRONE, XM recaudó cinco

¹ SIC: Sistema de Intercambios Comerciales (Transacciones en Bolsa)

² LAC: Liquidador y Administrador de Cuentas

billones de pesos, con un crecimiento del 20,8% frente al recaudo de 2013, que fue de \$4,13 billones.

El precio de energía promedio ponderado de bolsa

nacional registrado en 2014 fue 225,51\$/kWh, creciendo en un 26,1% frente al del año 2013, como se ve en la siguiente tabla:

TABLA 5. TRANSACCIONES EN EL MERCADO

Transacciones en el mercado	2013	2014	Variación
Transacciones del Mercado de Energía Mayorista - MEM -			
Total transacciones del mercado (millones \$)	12.354.382	13.285.608	7,5%
Valor transado en bolsa nacional (millones \$)	2.669.659	3.452.384	29,3%
Precio promedio ponderado bolsa nacional (\$/kWh)	178,88	225,51	26,1%
Precio promedio ponderado contratos (\$/kWh)	125,96	131,46	4,5%
Liquidación y Administración de Cuentas - LAC -			
Cargos por uso STN (millones \$) (1)	1.261.828	1.332.605	5,6%
Fondos FAER, FAZNI, FOES, PRONE (millones\$)	199.036	203.570	2,3%

(1) El valor de cargos por el uso del STN incluye la contribución al FAER y la contribución PRONE.

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

1.3. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA

Desde el inicio de las Transacciones Internacionales de Electricidad, TIE, con Ecuador, entre marzo de

2003 hasta el año 2014 Colombia ha exportado energía a ese país por 12.469,9 GWh, equivalentes a US\$1.069,6 millones de dólares. Por su parte, Colombia ha importado para este mismo período 315,8 GWh.

TABLA 6. TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD

Año	Energía (GWh)		Valor (miles USD)	
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones
2013	662,3	28,5	78.442,1	1.682,5
2014	824,0	46,9	95.997,1	2.935,7
Total desde 2003	12.469,9	315,8	1.069.628,2	14.054,5

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

Respecto a las líneas de transmisión del Sistema Interconectado Nacional, SIN, se resalta que ac-

tualmente se cuenta con 24.911 km de longitud de red de alta tensión.

TABLA 7. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SIN

Líneas	Longitud km
Transmisión 110 – 115 kV	10.254,6
Transmisión 138 kV	15,5
Transmisión 220 – 230 kV	12.152,1
Transmisión 500 kV	2.489,5
Total SIN	24.911,7

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.



En cuanto a las transacciones de electricidad con Venezuela, en el año 2014 se exportaron 25,0 GWh, un 96,5% menos frente a las exportaciones realizadas en 2013, que fueron del orden de los 715,0 GWh).

TABLA 8. VARIABLES DE LA OPERACIÓN DEL SIN

VARIABLES	2013	2014	Variación	Crec.
OFERTA				
Volumen útil diario (GWh)	10.495,1	12.132,1	1.637,0	15,6%
Volumen respecto a capacidad útil	69,5%	75,4%	0	0
Aportes hídricos (GWh)	49.619,2	50.318,6	699,5	1,4%
Aportes respecto a la media histórica	91,0%	91,2%	0	0
Vertimientos (GWh)	150,7	776,0	625,3	415,0%
Capacidad neta SIN (MW)	14.559	15.489	930	6,4%
GENERACIÓN				
Hidráulica (GWh)	41.835,9	42.157,6	321,7	0,8%
Térmica (GWh)	16.838,6	18.405,7	1.567,1	9,3%
Plantas Menores (GWh)	3.170,0	3.292,5	122,5	3,9%
Cogeneradores (GWh)	352,0	472,0	120,0	34,1%
TOTAL (GWh)	62.196,6	64.327,9	2.131,3	3,4%
INTERCAMBIOS INTERNACIONALES				
Exportaciones a Ecuador (GWh)	662,3	824,0	161,7	24,4%
Importaciones de Ecuador (GWh)	28,5	46,9	18,4	64,4%
Exportaciones a Venezuela (GWh)	715,0	25,0	-690,0	-96,5%
DEMANDA				
Comercial (GWh) (1)	62.225,1	64.374,7	2.149,6	3,5%
Nacional del SIN (GWh) (2)	60.890,3	63.571,2	2.680,9	4,4%
Regulada (GWh) (2)	40.282,0	42.323,0	2.041,0	5,0%
No Regulada (GWh) (2)	20.237,4	20.867,1	629,7	3,0%
No atendida (GWh)	42,5	45,6	3,0	7,2%
Potencia (MW)	9.383	9.551	168	1,8%

(1) Llamada demanda total. Incluye la demanda nacional del SIN, mas exportaciones a Ecuador y Venezuela menos demanda no atendida.

(2) El crecimiento de la demanda Nacional, la Regulada y la No Regulada se calcula ponderada por tipo de día.

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

En la siguiente tabla se presenta un resumen de la administración del Mercado de Energía Mayorista, MEM, en la que se reflejan las variaciones y el crecimiento de las transacciones y del liquidador y administrador de cuentas.

TABLA 9. VARIABLES DEL MERCADO

VARIABLES	2013	2014	Variación	Crec.
TRANSACCIONES				
Energía transada en bolsa nacional (GWh)	14.948	15.544	595	4,0%
Energía transada en contratos (GWh)	71.374	69.846	-1.529	-2,1%
Total energía transada (GWh)	86.323	85.389	-934	-1,1%
Desviaciones (GWh)	151,5	132,5	-19	-12,6%
Porcentaje de la demanda transada en bolsa (%)	24,02%	24,15%	0,0	0,5%
Porcentaje de la demanda transada en contratos (%)	114,70%	108,50%	-0,1	-5,4%
Valor transado en bolsa nacional (millones \$)	2.669.659	3.452.384	782.726	29,3%
Valor transado en contratos (millones \$)	8.980.568	9.181.926	201.359	2,2%
Precio promedio aritmético bolsa nacional (\$/kWh)	177,35	224,99	48	26,9%
Precio promedio ponderado bolsa nacional (\$/kWh)	178,88	225,51	47	26,1%
Precio promedio ponderado contratos (\$/kWh)	125,96	131,46	6	4,4%
Restricciones sin alivios (millones \$)	404.345	285.640	-118.706	-29,4%
Responsabilidad comercial AGC (millones \$)	210.361	257.418	47.056	22,4%
Desviaciones (millones \$)	12.158	12.949	791	6,5%
Cargos CND y ASIC (millones \$)	77.292	95.291	17.999	23,3%
Total transacciones mercado sin contratos (millones \$)	3.373.815	4.103.681	729.866	21,6%
Total transacciones del mercado (millones \$)	12.354.382	13.285.608	931.225	7,5%
Rentas de congestión (millones \$)	643	327	-316	-49,2%

Variables	2013	2014	Variación	Crec.
Valor a distribuir cargo por confiabilidad (millones \$)	1.962.095	1.909.027	-53.068	-2,7%
LAC				
FAZNI (millones \$)	67.764	69.609	1.845	2,7%
FOES (millones \$)	514	261	-253	-49,2%
FAER (millones \$)	77.557	79.668	2.111	2,7%
PRONE (millones \$)	53.201	54.032	831	1,6%
Cargos por uso STN (millones \$)	1.261.828	1.332.605	70.777	5,6%
Cargos por uso STR (millones \$)	953.414	1.003.869	50.456	5,3%
Cargos por uso SDL (1) (millones \$)	2.995.375	3.231.165	235.790	7,9%

(1) Ingresos para las ADD (áreas de distribución) Oriente, Occidente, Sur y Centro período enero - noviembre de 2013 y 2014.
Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

Hidrocarburos

2. GARANTIZAR EL ABASTECIMIENTO DE HIDROCARBUROS

2.1. ESTIMACIÓN DE RESERVAS A 31 DE DICIEMBRE DE 2014

Se generó una primera estimación para las reservas de gas y crudo 2014, con base en el informe de recursos y reservas 2013 y el estimado de la producción del año 2014 así:



TABLA 11. RESERVAS DE CRUDO Y GAS 2014

Reservas probadas al 31 diciembre 2013 Mbls	Pronóstico de producción acumulado al 31 diciembre 2014 Mbls	Reservas probadas estimación al 31 diciembre 2014 Mbls	R/P actual Años	R/P estimado Años
2.445	361	2.084	6,64	5,77
Reservas totales al 31 diciembre 2013 Mbls	Pronóstico de producción acumulada al 31 diciembre 2014 Mbls	Reservas totales estimada al 31 diciembre 2014 Mbls	R/P actual Años	R/P estimado Años
6.409	405	6.004	14,97	14,82

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

2.2. REPORTE NACIONAL DE PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS AÑO 2014

La producción de crudo durante el mes de diciembre alcanzó un promedio de 1007,4 Kbpd, superior al alcanzado en noviembre, 1002,46 Kbpd. De esta producción, 190,4 Kbpd corresponden a contratos de la ANH, es decir, el 18,9%. Gracias a estos resultados, la producción diaria promedio

anual de crudo para el año 20147 alcanzó 988,1 Kbpd. Estos aumentos se debieron en parte a:

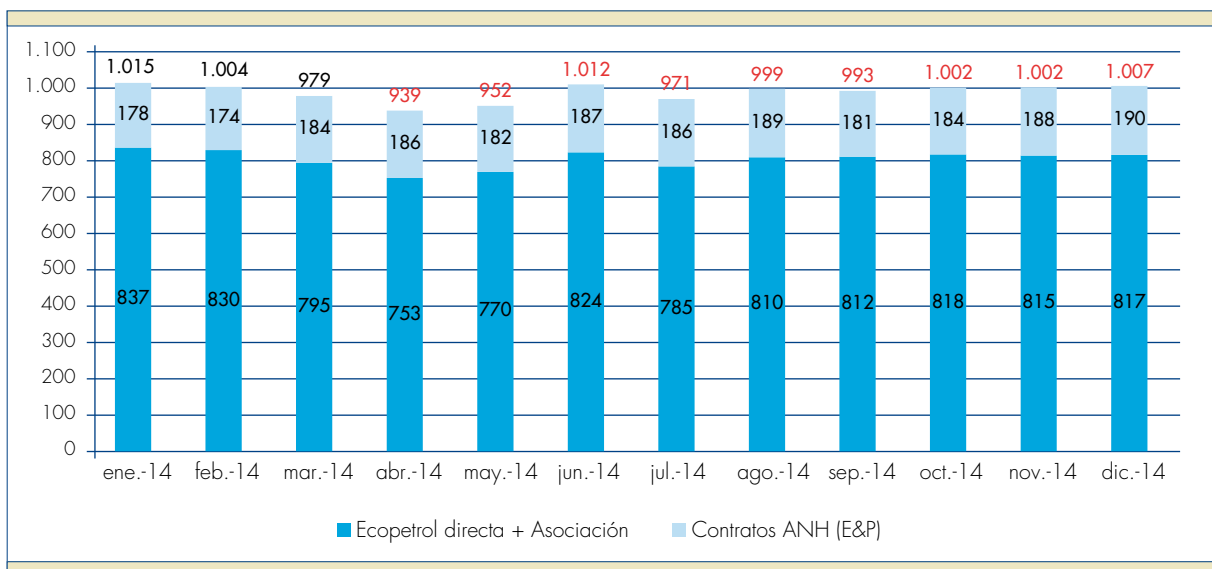
- La producción de Ecopetrol y asociadas aumentó en diciembre a 817 Kbps, con respecto al mes de noviembre, cuando fue de 814,85kbpd, debido al incremento de volúmenes producidos en los campos Castilla, Castilla Norte y Chichimene, por estabilización del tratamiento de hidrocarburos en Castilla así como por la reactivación y puesta en marcha de pozos en el campo

Chichimene, por optimización de facilidades.

- La producción promedio estimada mensual de los contratos E&P durante diciembre 2014 incrementó a 190,43 Kbpd, respecto a noviembre, cuando fue de 188 Kbpd; favoreciéndose por incrementos de potencial en el pozo Guacharríos-

4ST2, del campo Guacharaca; Gemar-3 del campo Matemarrano; pozo Platanillo-17, del campo Platanillo; apertura del pozo Manatus-2, del campo Manatus; por cambio de bomba ESP y limpieza de arena; entrada en producción del pozo Hamaca-16HST2; pruebas extensas aprobadas por la Vicepresidencia (733,69 bpd).

GRÁFICA 1. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN PROMEDIO DE CRUDO
1 de enero a 31 de diciembre de 2014
(kbpd)



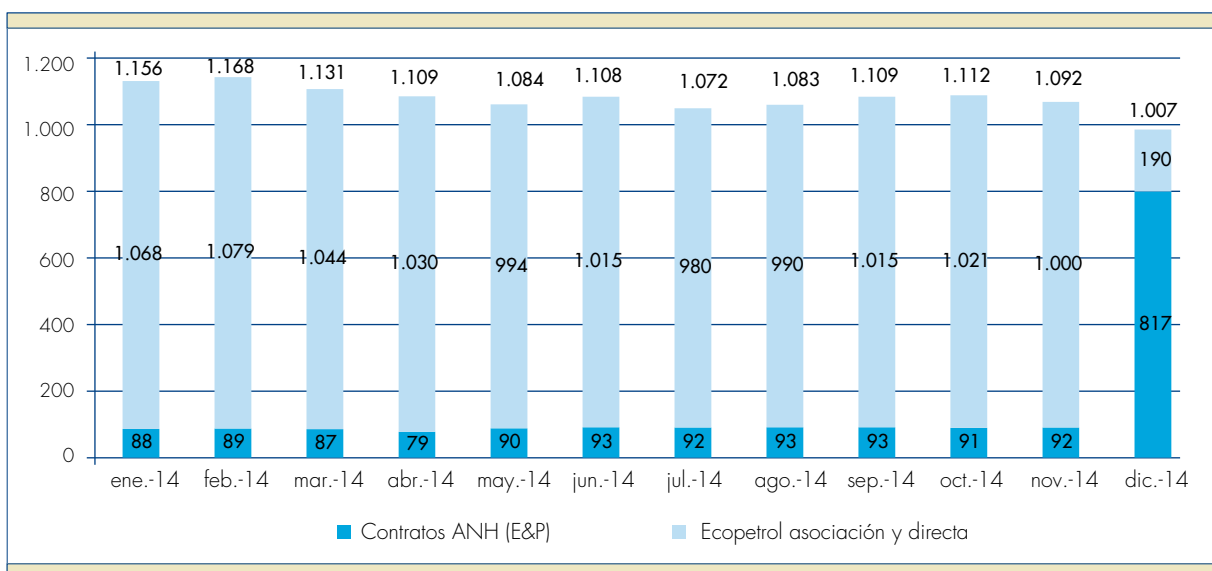
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Variación producción total con respecto a noviembre de 2014: 0,54%.

Variación producción Ecopetrol + asociados respecto a noviembre de 2014: 0,25%.

Variación producción contratos E&P respecto a noviembre de 2014: 1,3%.

GRÁFICA 2. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GAS NATURAL
1 de enero a 31 de diciembre de 2014
(kbpd)



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.



- Variación producción total comercializada con respecto octubre de 2014: -4,53%.
- Variación producción comercializada Ecopetrol + asociados, respecto a octubre de 2014: -4,59%.
- Variación producción comercializada contratos E&P, respecto a octubre de 2014: -3,85%.

Para el caso de gas, la producción comercializada en diciembre de 2014 disminuyó a 1.043 millones de pies cúbicos por día, Mpcd, es decir, fue menor en 4,53% con respecto a noviembre (1.092 Mpcd), con lo cual la producción diaria estimada promedio anual estuvo en 1.106 Mpcd. La disminución refleja el comportamiento de la demanda para los campos Riohacha y Cupiagua.

Los valores estadísticos del primer trimestre de 2014 han sido ajustados de acuerdo con revisión de carga en el Sistema Único de Información Minero Energética, SUIME, realizada el día 8 de enero de 2015, así:

- Enero: se ajusta el valor de 1.015,88 kbpd (1.016) a 1.014,81 kbpd, debido a que por fallas en SUIME, la producción registrada para los campos Los Ángeles, Sibundoy y Totare se encontraba duplicada.
- Marzo: se ajusta el valor de a 979,64 kbpd (980) a 979,04 kbpd, debido a que por fallas en SUIME, la producción registrada para el campo Yaguazo se encontraba duplicada.

Con esta información actualizada, el promedio anual de producción para 2014, registra 990 kbpd.

Por lo anterior, la información de producción del primer trimestre de 2014 se considera oficial. A partir del mes de abril, la información de producción se

considera provisional, hasta tanto no se resuelvan los recursos respectivos.

3. GESTIÓN A MARZO DE 2015

El resultado de la Gestión desarrollada en el primer trimestre de 2015, por la Gerencia de Seguimiento a Contratos en Exploración de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se describe a continuación:

3.1. ACTIVIDAD EXPLORATORIA E INVERSIONES A TRAVÉS DE LOS CONTRATOS DE HIDROCARBUROS PARA EL AÑO 2015.

A partir las obligaciones establecidas en los 315 contratos de hidrocarburos vigentes en periodo exploratorio, la Gerencia de Seguimiento a Contratos en Exploración estableció las actividades e inversiones a ejecutar durante el año 2015, de la siguiente manera:

TABLA 12. ACTIVIDADES E INVERSIONES A EJECUTAR DURANTE EL AÑO 2015

Actividad exploratoria	Cantidad	Inversión (US\$)
Pozos (Un)	62	371.785.083
Sísmica		
(Km 2D Equivalente)	3.967	126.890.173
Total de inversión		498.675.256

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

En desarrollo del plan de actividades y de inversiones, establecido como objetivo para el año 2015, desde el 1 de enero al 31 de marzo, se han realizado las siguientes actividades:

3.2. PERFORACIÓN DE POZOS EXPLORATORIOS

En el primer trimestre del 2015 se han perforado tres pozos que hacen parte de compromisos exploratorios y tres pozos de actividad adicional, para un total de seis pozos perforados, con corte 31 de marzo de 2015.

TABLA 13. PERFORACIÓN DE POZOS EXPLORATORIOS

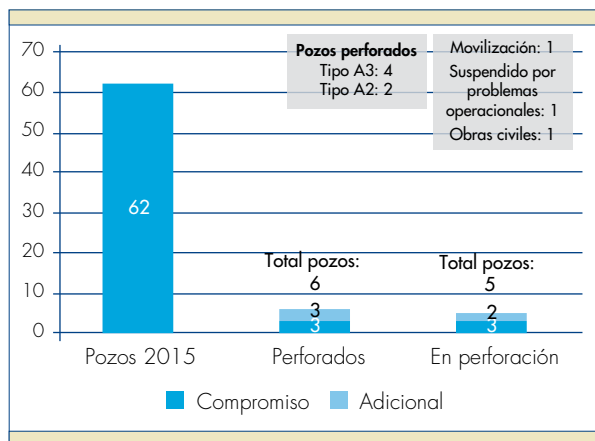
Objetivo 2015	Pozos perforados 2015
62	6

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Al respecto, debemos resaltar que los seis pozos exploratorios perforados durante este trimestre fueron *onshore*, con una inversión ejecutada, de acuerdo con los compromisos contractuales, de US\$21.100.000.

El avance en la actividad de perforación de pozos exploratorios a 31 de marzo de 2015, se puede detallar en el siguiente gráfico:

GRÁFICA 3. POZOS EXPLORATORIOS 2015



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

3.3. ADQUISICIÓN DE SÍSMICA 2D EQUIVALENTE

En el primer trimestre de 2015 se han adquirido 275 km de sísmica 2D equivalente, a través de dos programas ejecutados como actividad adicional de contratos E&P vigentes, como se muestra a continuación:

TABLA 14. ADQUISICIÓN DE SÍSMICA 2D EQUIVALENTE

Objetivo 2015	Sísmica adquirida 2015
3.967 Km 2D Equivalente	275 Km 2D Equivalente

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

El avance de esta actividad exploratoria a 31 de marzo de 2015, se muestra en la siguiente gráfica:

Apoyo a las Medidas que Contrarrestan los efectos de la caída de precios internacionales del petróleo

Con ocasión de la fuerte caída del petróleo, la GSE evaluó algunos de los escenarios que pudieran apoyar a las compañías en sus actividades contractuales, especialmente tendientes a contrarrestar la disminución de la actividad exploratoria y las inversiones asociadas.

Las propuestas más relevantes se evidencian en el marco del Acuerdo 2 de 2015, adoptado por el Consejo Directivo de la ANH el 16 de marzo de 2015, que da viabilidad, entre otros, a los contratos en periodo exploratorio para:

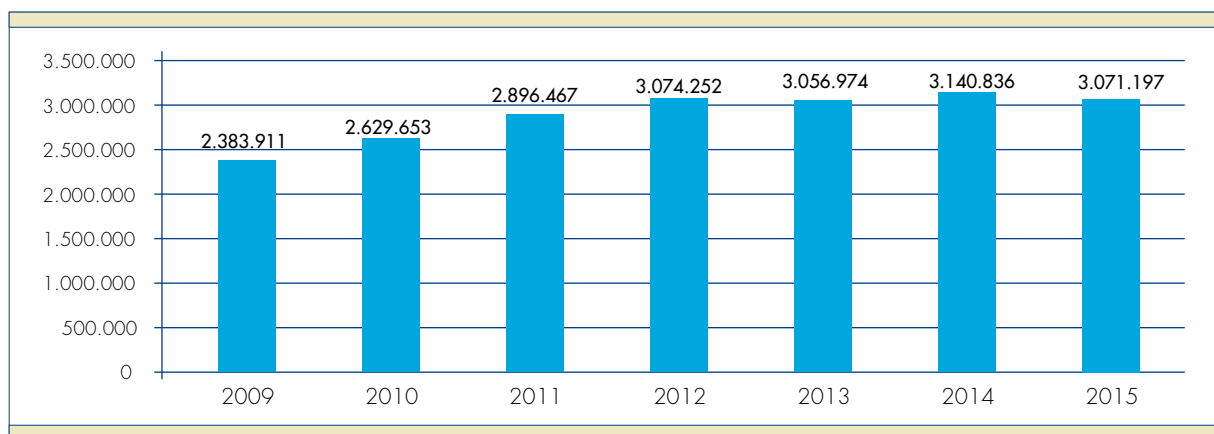
- La extensión de plazos contractuales.
- Traslado de inversiones.
- Equiparación de condiciones contractuales de la Ronda 2014 para contratos offshore.

4. DOWNSTREAM

4.1. VENTAS DE COMBUSTIBLES

En las siguientes gráficas se muestran las ventas de combustibles líquidos derivados del petróleo en el país:

GRÁFICA 4. VENTAS DE ACPM³

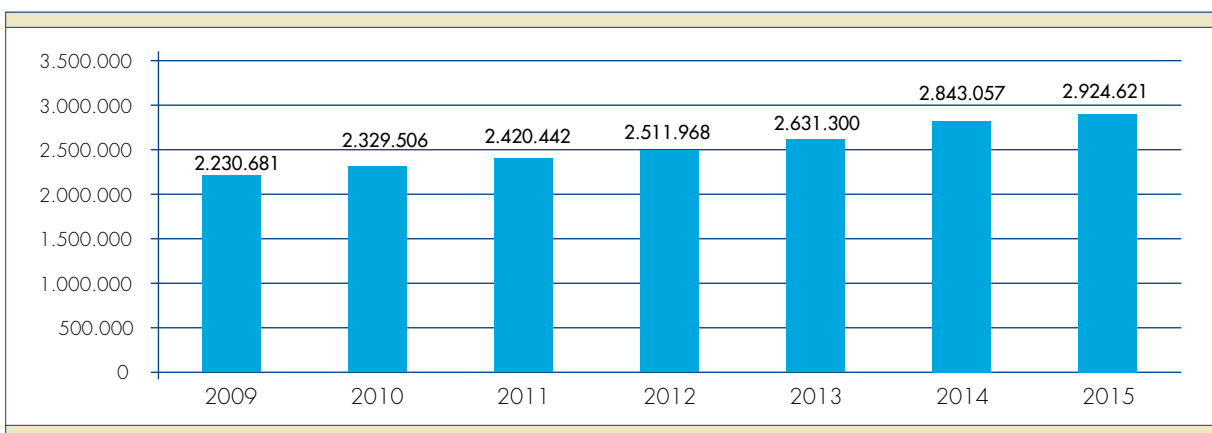


Fuente: SICOM.

Estas cifras no consideran grandes consumidores.

³ Incluye los siguientes combustibles tipo diésel: diésel corriente con biodiesel, diésel extra con biodiesel, ACPM importado, y ACEM importado

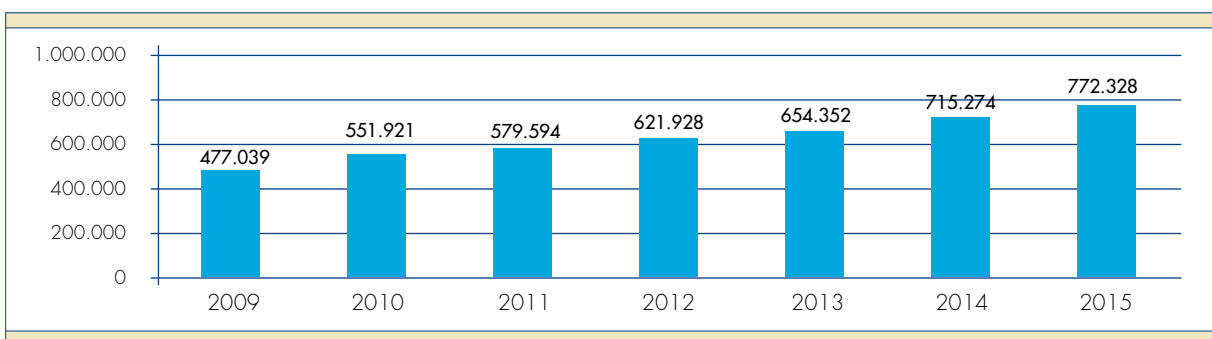
GRÁFICA 5. VENTAS GASOLINA MOTOR⁴



Fuente: SICOM.

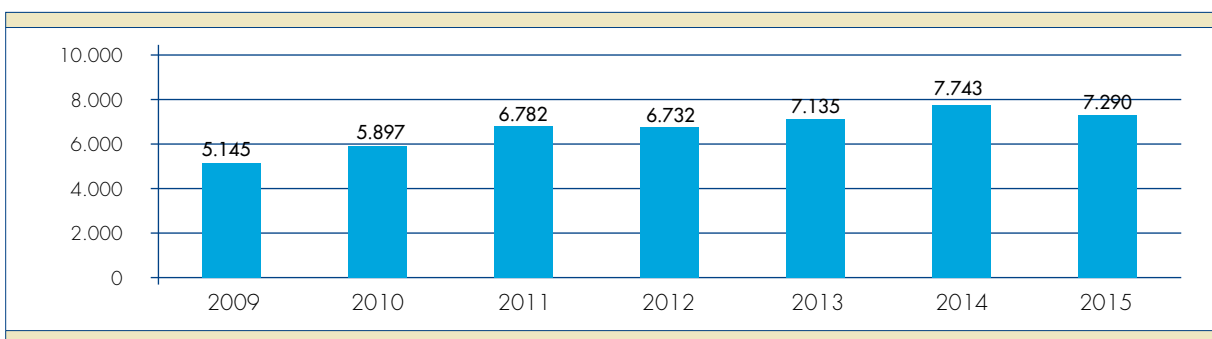
Estas cifras no consideran grandes consumidores.

GRÁFICA 6. VENTAS JP-1A



Fuente: SICOM.

GRÁFICA 7. VENTAS AVIGAS



Fuente: SICOM.

⁴ Incluye los siguientes combustibles tipo gasolina motor: gasolina corriente, gasolina corriente oxigenada, gasolina extra oxigenada y gasolina corriente importada

4.2. VENTAS DE DIÉSEL Y GASOLINAS MOTOR POR DISTRIBUIDOR MAYORISTA

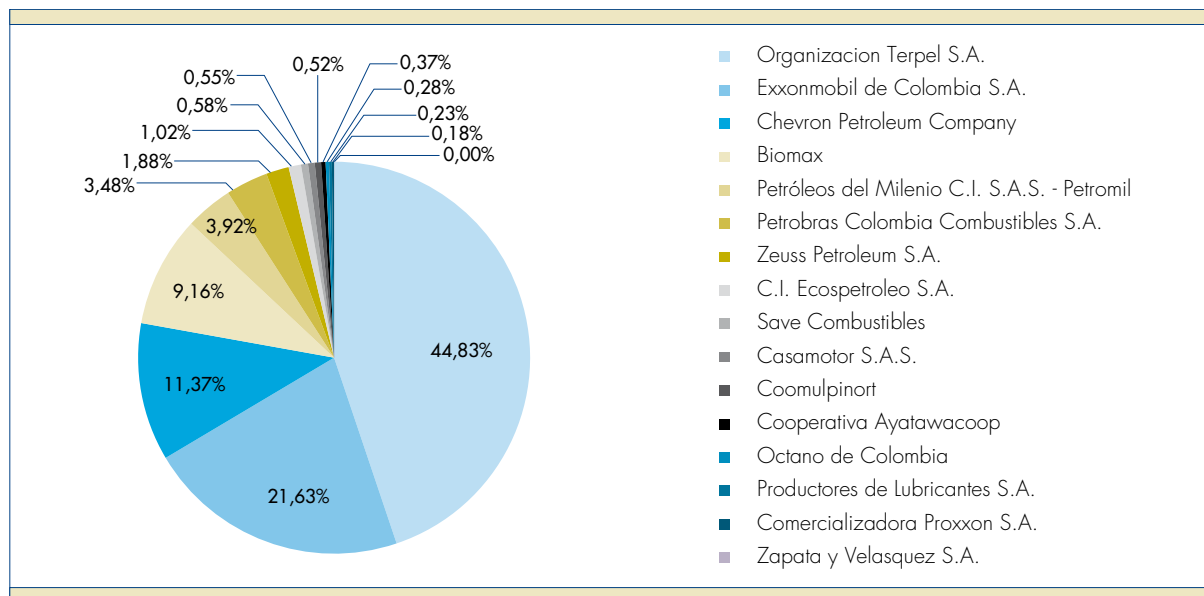
TABLA 15. PARTICIPACIONES

Proveedor	% Participación
Organización Terpel S.A.	44,83%
Exxonmobil de Colombia S.A.	21,63%
Chevron Petroleum Company	11,37%
Biomax	9,16%
Petróleos del Milenio C.I. S.A.S. - PETROMIL	3,92%
Petrobras Colombia Combustibles S.A.	3,48%
Zeuss Petroleum S.A.	1,88%
C.I. Ecospetroleo S.A.	1,02%
Save combustibles	0,58%
Casamotor S.A.S.	0,55%
Cooperativa Multiactiva de Pimpineros del Norte - COOMULPINORT	0,52%
Cooperativa Ayatawacoop	0,37%
Octano de Colombia	0,28%
Productores de Lubricantes S.A.	0,23%
Comercializadora Proxxon S.A.	0,18%
Zapata y Velasquez S.A.	0,001%

Fuente: SICOM.



GRÁFICA 8. PARTICIPACION DE DISTRIBUIDORES MAYORISTAS



Fuente: SICOM.

4.3. AGENTES DE LA CADENA DE DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES

Después de más de nueve años de haber entrado en vigor el nuevo marco regulatorio del sector de

los combustibles y de más de 5 años de entrada en operación del SICOM, podemos anunciar las cifras relevantes del sector, tales como:

- 5.526 estaciones de servicio registradas en el SI-

COM, de las cuales 4.617 se encuentran activas.

- 16 distribuidores mayoristas que actúan a través de 54 plantas de abastecimiento alrededor del territorio nacional.
- 230 comercializadores industriales.
- 93 estaciones de servicio de aviación.
- 64 estaciones de servicio marítimas.
- 25 almacenadores.
- 20 refinadores.
- 7 productores de alcohol carburante.
- 10 productores de biodiesel.

4.4. ESTACIONES DE SERVICIO



En la tabla a continuación se muestra el número de estaciones de servicio registradas por año y el porcentaje de participación.

TABLA 16. ESTACIONES DE SERVICIOS REGISTRADAS EN EL SICOM DESDE EL AÑO 2009-2015

	Año	N° de EDS	% Participación
1	2009	4.260	79%
2	2010	345	6%
3	2011	276	5%
4	2012	138	3%
5	2013	142	3%
6	2014	155	3%
	2015*	45	1%
		5.361	100%

Fuente: SICOM.

* Cifras de enero a marzo.

En las siguientes tablas se muestran las estaciones de servicio automotrices y fluviales:

TABLA 17. NÚMERO DE ESTACIONES DE SERVICIO AUTOMOTRICES Y FLUVIALES POR DEPARTAMENTO Y BOGOTÁ

Departamento	N° de EDS
Antioquia	572
Valle del Cauca	467
Nariño	458
Bogotá D.C.	435
Cundinamarca	386
Santander	238
Boyacá	220
Atlántico	196
La Guajira	190
Bolívar	183
Tolima	180

Fuente: SICOM.

TABLA 18. OTROS MERCADOS

Departamento	N° de EDS
Cesar	178
Meta	178
Cauca	165
Córdoba	162
Huila	143
Norte de Santander	130
Magdalena	118
Caldas	112
Caquetá	107
Sucre	106
Putumayo	103

Fuente: SICOM.

TABLA 19. MERCADOS MENORES

Departamento	N° de EDS
Risaralda	98
Chocó	90
Casanare	70
Quindío	66
Guaviare	50
Arauca	27
Vichada	18
Amazonas	9
Archipiélago de San Andrés y Providencia	6
Vaupés	6
Guainía	1

Fuente: SICOM.

A continuación se muestra la participación por banderas de EDS Automotrices y Fluviales:

TABLA 20. NÚMERO DE ESTACIONES DE SERVICIO POR BANDERA

Proveedor	Nro de EDS	% Participación
Terpel	2009	38%
Exxonmobil	849	16%
Biomax	828	16%
Chevron	450	9%
Petromil	348	7%
Ayatawacoop	159	3%
Zeuss	145	3%
Petrobras	126	2%
Ecos	89	2%
Save Combustibles	114	2%

Fuente: SICOM.

TABLA 21. OTRAS BANDERAS

Proveedor	Nro de EDS	% Participación
Coomulpinort	48	1,00%
Casamotor	32	1,00%
Proxxon	12	0.23%
Zapata y Velásquez	11	0.21%
Octano S.A.	34	0.65%
Productores de Lubricantes	14	0.27%

Fuente: SICOM.

A continuación se muestran las estaciones de servicio Automotriz

TABLA 22. NÚMERO DE ESTACIONES DE SERVICIO AUTOMOTRIZ POR RANGOS DE VOLUMEN DE VENTAS (Galones promedio por mes)

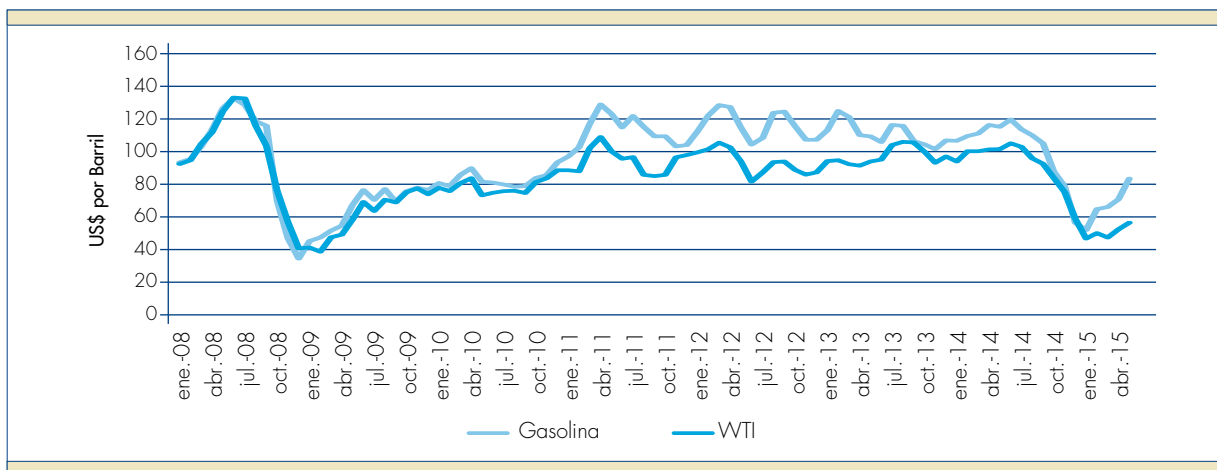
Rango de ventas	Nro de EDS	% Participación
EDS<=20.000	1605	34%
20.001<EDS<= 50.000	1385	30%
50.001<EDS<=80.000	748	16%
80.001<EDS<=100.000	298	6%
EDS>100.001	621	13%

Fuente: SICOM.

5. PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

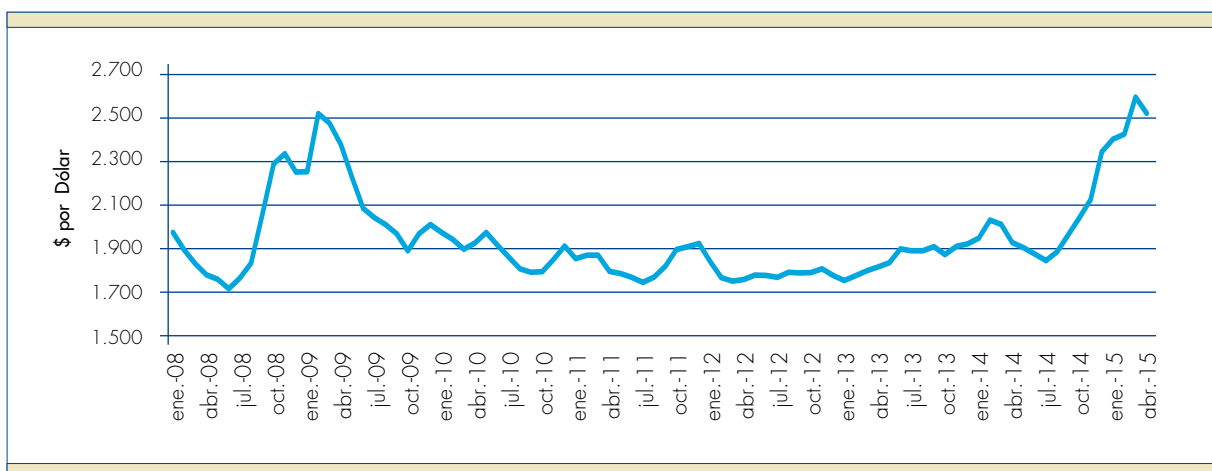
Teniendo en cuenta que se ha mantenido tanto las competencias de este Ministerio, como los criterios esbozados en la anterior edición de las Memorias al Congreso, es importante mencionar los factores más importantes que afectan el precio de los combustibles durante el último año, en particular la alta volatilidad en la tasa de cambio y en el precio internacional del crudo y de los combustibles. En efecto, la política de precios ha sido establecida para enfrentar este tipo de fenómenos de los mercados, blindando a los consumidores finales de la volatilidad y brindando las condiciones para el desarrollo de la actividad de distribución de combustibles garantizando el abastecimiento de combustibles en el país. A continuación se presenta el comportamiento de las principales variables para el cálculo del precio de la gasolina y el ACPM:

GRÁFICA 9. PRECIO INTERNACIONAL DEL CRUDO DE REFERENCIA WTI Y LA GASOLINA EN LA COSTA DEL GOLFO



Fuente: Agencia Internacional de Energía, EIA.

GRÁFICA 10. TASA DE CAMBIO REPRESENTATIVA



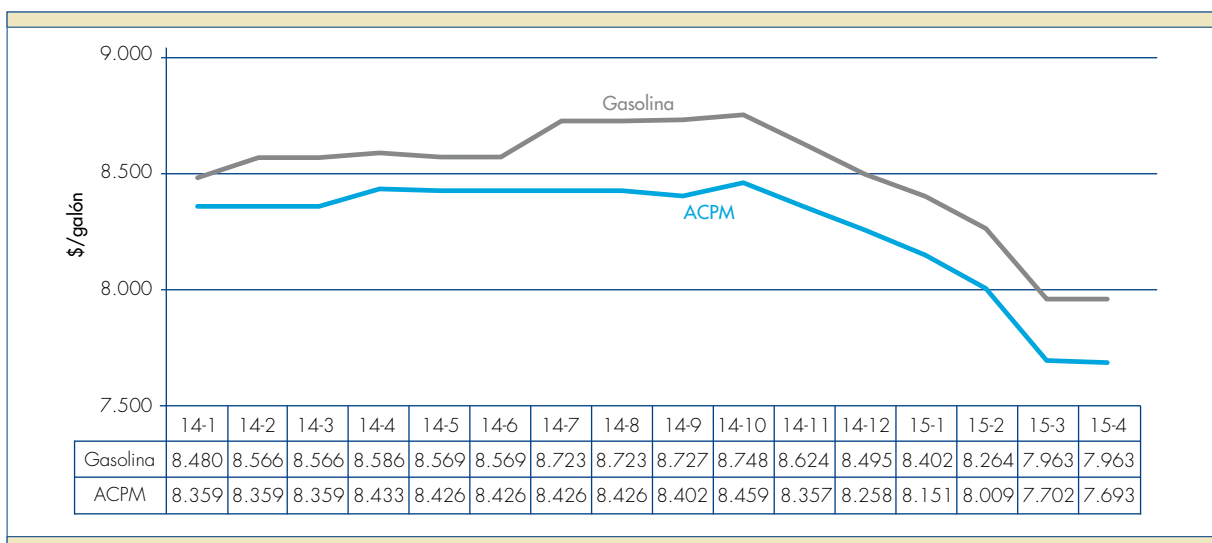
Fuente: Superintendencia Financiera.

La devaluación del peso colombiano, en promedios mensuales, fue de 35% entre julio de 2014 y abril de 2015. En el mismo periodo, el precio de referencia de la gasolina en el mercado de la Costa del Golfo se redujo en un 38%. Se debe mencionar que este comportamiento no se observaba en el

mercado de divisas y en los mercados internacionales de crudo y de gasolina desde el año 2008.

A continuación, se presenta la evolución reciente de los precios de los combustibles al consumidor final:

GRÁFICA 11. PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES EN BOGOTÁ

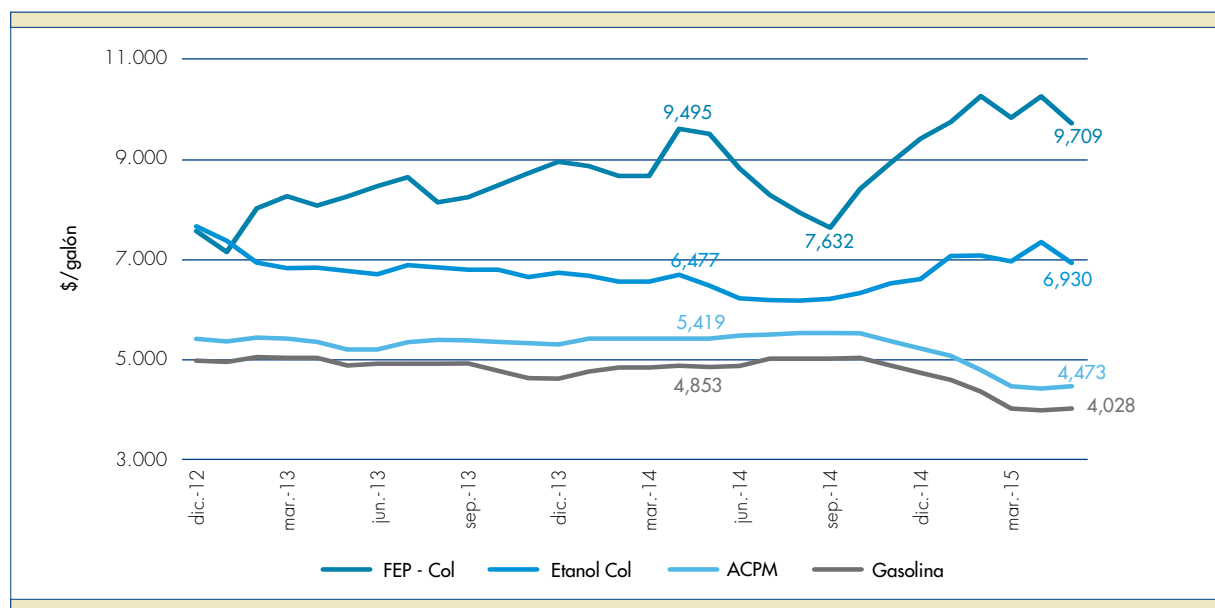


Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

En la gráfica se aprecia como el precio de referencia de la gasolina al consumidor final en Bogotá se redujo \$785 por galón entre octubre de 2014 y marzo de 2015 gracias a la política de precios de los combustibles del Ministerio de Minas y Energía. Así mismo, durante el mismo periodo se presentó una disminución de \$766 por galón en el precio de referencia del ACPM en estaciones de servicio.

Adicionalmente, se ha mantenido la política de diversificación de la canasta energética, de mejoramiento de la calidad del aire y de desarrollo rural a través de biocombustibles. La evolución del ingreso al productor de los combustibles y biocombustibles, calculados en virtud de la regulación implementada por el Ministerio de Minas y Energía, puede verse en la siguiente gráfica:

GRÁFICA 12. INGRESO AL PRODUCTOR DE LOS COMBUSTIBLES Y BIOCOMBUSTIBLES



Fuente:

6. ZONAS DE FRONTERA

6.1. REGLAMENTO TÉCNICO PARA EL USO DE SISTEMAS DE RASTREO Y PRECINTOS ELECTRÓNICOS PARA EL TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE EN ZONA DE FRONTERA.

Mediante la Resolución 91308 del 25 de noviembre de 2014 se estableció el reglamento que tiene por objeto establecer el uso de sellos o precintos electrónicos y sistemas de rastreo, que registren permanentemente la localización de carro tanques, artefactos navales o naves, el estado de sus válvulas y compartimientos, así como los accesos a los tanques que contienen combustible transportado, durante su tránsito entre las instalaciones del remitente hasta las instalaciones del receptor. Esta norma aplica para los vehículos terrestres, fluviales y marítimos que transporten combustibles en zonas de frontera, en las zonas sometidas al control del Consejo Nacional de Estupefacientes y en los municipios ubicados en el Magdalena Medio.

Los objetivos esenciales del reglamento de uso de sistemas de rastreo y precintos electrónicos es realizar un seguimiento tecnológicos al transporte del combustible destinado a zonas de frontera, combustible que tiene unos beneficios fiscales, a fin de evitar el desvío de combustible asignado a los municipios de Zona de Frontera.

6.2. PLANES DE ABASTECIMIENTO PARA LA DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES PRODUCIDOS EN EL PAÍS O IMPORTADO PARA LAS ESTACIONES DE SERVICIO UBICADAS EN LOS MUNICIPIOS DE ZONA DE FRONTERA.

El Ministerio de Minas y Energía tiene a su cargo, la regulación y coordinación de las actividades de distribución de combustibles, para lo cual establece planes de abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo producidos en el país o importados, según el caso, actividad que se debe adelantar desde las plantas de los distribuidores mayoristas hasta los distribuidores minoristas autorizados. Durante el 2014, se modificaron los siguientes planes de abastecimiento:

1. Departamaneto de Nariño, mediante la Resolución 31536 del 19 de diciembre de 2014, por el cual se establecieron rutas y tiempos para los municipios del norte del departamento, para evitar el desvío de combustible.
2. Igualmente, se expidió el plan de abastecimiento del departamento del Vaupés, mediante la Resolución 31249 del 30 de julio de 2014, el cual estableció la planta de Leticia, Amazonas, como fuente de abastecimiento del municipio de Taraira, a fin de reducir el precio del combustible derivado de los altos costos de transporte.

2.1. METODOLOGÍA DE ASIGNACIÓN DE CUPOS ZONAS DE FRONTERA

La metodología de asignación de cupos se expidió mediante la Resolución 91283 del 21 de noviembre de 2014, la cual presentamos de forma resumida a continuación:

Para determinar la metodología que establezca los volúmenes máximos de combustibles líquidos a distribuir en zonas de frontera, se realizó una revisión de las variables que pueden predecir la demanda de gasolina y ACPM, teniendo en cuenta el histórico de consumo de cada uno de los combustibles.

De acuerdo con los diferentes escenarios evaluados, la metodología tuvo en cuenta las compras promedio totales registradas en el Sistema de Información de Combustibles, SICOM, para cada municipio, en el periodo del 1 de noviembre de 2012 a 30 de abril de 2014, incluyendo las compras por encima de los volúmenes exentos de impuestos. De esta forma, se consideró y validó información confiable de las variables mencionadas.

Se estableció que el cupo municipal se obtiene del mejor de los tres métodos de cálculo propuesto: el primero, a partir del comportamiento de corto plazo, seis meses; el segundo, del comportamiento de mediano plazo, 18 meses; y por último, del modelo teórico a partir de la ponderación de su índice de consumo específico per cápita con relación a municipios con la misma importancia económica.

En el mismo sentido, de acuerdo con la metodología establecida, se contemplan como variables: la población, el índice de consumo per cápita de combustibles, la categorización económica del municipio, entre otras; considerando así el aporte del municipio a la economía del país, el crecimiento económico que haya tenido y el mercado, de acuerdo a los consumos históricamente presentados en el SICOM.

El artículo 2° de la Resolución 91283 del 21 de noviembre de 2014, señala que: "El máximo volumen resultante de esta comparación será objeto de aplicación de la Resolución 0008 del 24 de junio de 2010 del Consejo Nacional de Estupefacientes o las normas que la modifiquen o sustituyan".

Ahora bien, luego de calculado el cupo municipal, este se distribuye dentro de las estaciones de servicio autorizadas por el Ministerio de Minas y Energía, el cual resulta de aplicar proporcionalmente el

almacenamiento operativo y las compras registradas en el SICOM en 20% y 80% respectivamente.

2.2. UTILIZACIÓN DEL CUPO

La siguiente tabla muestra el cupo, el consumo de combustible y la utilización del cupo para el periodo de enero de 2014 a marzo de 2015 del país, en los departamentos considerados zona de frontera.

TABLA 23. CUPO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE Y UTILIZACIÓN DEL CUPO
Enero de 2014 a marzo de 2015
(Galones)

Periodo	Cupo	Consumo	Utilización
2014-01	27.806.253	22.575.346	81,19%
2014-02	27.997.476	22.086.719	78,89%
2014-03	27.939.290	22.673.243	81,15%
2014-04	29.824.219	24.042.260	80,61%
2014-05	28.139.677	22.080.114	78,47%
2014-06	27.949.420	21.842.973	78,15%
2014-07	28.100.935	22.473.967	79,98%
2014-08	28.347.912	23.879.112	84,24%
2014-09	28.815.633	25.135.822	87,23%
2014-10	27.514.280	25.800.171	93,77%
2014-11	28.285.062	26.005.166	91,94%
2014-12	29.729.671	26.799.001	90,14%
2015-01	29.662.479	25.292.334	85,27%
2015-02	29.549.027	24.620.437	83,32%
2015-03	30.443.474	26.368.235	86,61%
Total	430.104.808	361.674.900	84,09%

Fuente: SICOM.

Las cifras corresponden a las órdenes de pedido registradas por las estaciones de servicio de zonas de frontera y despachas por los distribuidores mayoristas en el Sistema de Información de Combustibles Líquidos, SICOM, a través del módulo de "órdenes de pedido".

Vale aclarar que para el mes de noviembre de 2014, se implementó una metodología para la asignación de cupos mediante la Resolución 91283. El resultado de dicha implementación fue pasar de 27.962.993 galones/mes asignados en zona de frontera a 28.798.568 galones/mes.

A continuación, se presentan los hechos relevantes que definieron la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo en cada departamento.

2.2.1. DEPARTAMENTO DE AMAZONAS



El abastecimiento del departamento de Amazonas se realiza con producto nacional. Para el segundo semestre de 2014 se observa abastecimiento de combustible a precios nacionales.

Mediante la implementación de la nueva metodología de asignación de cupos de noviembre de 2014, se incrementó el cupo asignado en un 23%, pasando de 235.784 galones/mes a 291.516 galones/mes. Esto se refleja en meses posteriores.

2.2.2. DEPARTAMENTO DE ARAUCA

El abastecimiento para el departamento de Arauca se realiza con producto de origen nacional.

Durante el mes de febrero de 2014, debido a problemas de orden público, se autorizó el plan de contingencia para el suministro de combustible para las estaciones de servicio del departamento desde la planta de Aguazul, Casanare, con el objetivo de garantizar el abastecimiento de combustibles. Este plan estuvo activo hasta mediados del mes de mayo, momento en el cual la Organización Terpel informó que podía atender el suministro de combustibles desde la planta de Arauca.

Mediante la implementación de la nueva metodología de asignación de cupos de noviembre de 2014, se incrementó el cupo asignado a 751.930 galones /mes.

2.2.3. DEPARTAMENTO DE BOYACÁ

El abastecimiento para el departamento de Boyacá se realiza con producto de origen nacional.

Debido a problemas de orden público durante el mes de febrero de 2014, se autorizó el plan de contingencia para el suministro de combustibles para

las estaciones de servicio del departamento de Boyacá desde de la planta de Chimitá, Santander, a fin de garantizar el abastecimiento del municipio de Cubará, Boyacá. A mediados del mes de mayo de 2014, por información suministrada por Terpel, se levanta la contingencia de abastecimiento.

2.2.4. DEPARTAMENTO DE CESAR

El abastecimiento del departamento del Cesar se realiza con producto de origen nacional, excepto el casco urbano del municipio de Río de Oro, el cual se abastece desde las plantas Villa del Rosario y Los Patios, Norte de Santander.

Mediante la implementación de la nueva metodología de asignación de cupos de noviembre de 2014, se redujo el cupo asignado de 10.334.294 galones/mes a 9.691.254 galones/mes; motivado por el consumo histórico del departamento.

2.2.5. DEPARTAMENTO DE CHOCÓ



El abastecimiento para el departamento de Chocó se realiza con producto de origen nacional; durante el periodo en mención no se presentaron hechos que afectaran el normal suministro de combustible.

Mediante la implementación de la nueva metodología de asignación de cupos de noviembre de 2014, se redujo el cupo asignado de 516.178 galones/mes a 359.961 galones/mes. Lo anterior, motivado por el consumo histórico del Departamento.

2.2.6. DEPARTAMENTO DE GUAINÍA

El abastecimiento del departamento de Guainía se realiza con combustible de origen nacional.

Mediante la implementación de la nueva metodología de asignación de cupos de noviembre de 2014, se aumentó el cupo asignado en un 56,6%,

pasando de 88.335 galones/mes a 138.335 galones/mes. Lo anterior, está motivado en el consumo histórico del departamento.

2.2.7. DEPARTAMENTO DE NARIÑO

El abastecimiento del departamento de Nariño se realiza con combustible de origen nacional; continuación se destacan algunos hechos:

1. Durante los meses de enero y febrero de 2014, se descontó el 10% del cupo respectivamente por cada mes, del adelanto realizado en el mes de diciembre de 2013 para la ciudad de Pasto, Resolución 91155 del 26 de diciembre de 2013.
2. En atención a la solicitud de la Gobernación de Nariño, la cual argumentó el desabastecimiento de combustibles líquidos durante los últimos 5 días del mes y como medida de contingencia por el anunciado paro, en el mes de abril de 2014, el Ministerio de Minas y Energía mediante resoluciones 90425 y 90442 del 23 y 24 de abril de 2014, respectivamente, autorizó adelantar el 25% del cupo para 315 estaciones de servicio del departamento de Nariño. El adelanto de cupo se descontará una vez se efectuó la nueva asignación de cupos.
3. Para los meses de marzo y abril de 2014, la Dirección de Hidrocarburos autorizó en el último día del mes anterior la emisión de cumplidos de anticipados como medida temporal de alivio para abastecer el departamento oportunamente.
4. En el mes de mayo de 2014, de común acuerdo entre las estaciones de servicio de Nariño y la Dirección de Hidrocarburos, en reunión celebrada en la ciudad de Pasto el 21 de mayo, se estableció la emisión anticipada de cumplidos en la oficina de control Altos de Daza, para que las estaciones de servicio pudieran cargar combustible en las plantas de Yumbo y Mulaló, Valle del Cauca, el primer día del mes, para el abastecimiento oportuno al departamento de Nariño.

Mediante la implementación de la nueva metodología de asignación de cupos de noviembre de 2014, se aumentó el cupo asignado en un 9,6% en el departamento de Nariño.

5. Mediante la Resolución 90908 del 25 de agosto de 2014, se reasignó el cupo para los municipios de Mosquera, Olaya Herrera y Tumaco.
6. Por medio de la resolución 91004 del 23 de septiembre de 2014, se adelantaron 784.649 galones para el departamento de Nariño y la resolución 91003 del 23 de septiembre, permitió reasignar el cupo en los municipios de Barbacoas, El Charco, Magüi, Mosquera, Olaya Herrera, Roberto Payán, Santa Bárbara y Tumaco.
7. Para el mes de octubre de 2014 se expidió la Resolución de redistribución de cupo 91154 del 27 de octubre de 2014, en la que se incluyó a Ipiales, Pasto y La Tola, además de los municipios mencionados en la Resolución 91003.
8. Para los meses de noviembre y diciembre de 2014, así como en enero y febrero de 2015, se tomaron medidas de redistribución para los municipios de Barbacoas, El Charco, Ipiales, Magüi, Mosquera, Olaya Herrera, Pasto, Roberto Payan, Santa Barbara y Tumaco. Lo anterior, mediante las resoluciones 91310 del 25 de noviembre de 2014, 91538 del 24 de diciembre de 2014, 40101 del 27 de enero de 2015 y 40250 del 24 de febrero de 2015, respectivamente.
9. La Resolución 40380 del 27 de marzo de 2015, permitió la redistribución de los municipios relacionados en el numeral anterior, excluyendo a Ipiales y Pasto.

Mediante la implementación de la nueva metodología de asignación de cupos de noviembre de 2014, se aumentó el cupo asignado en un 9,6%, pasando de 8.509.768 galones/mes a 9.327.447 galones/mes. Lo anterior, está motivado en el consumo histórico del departamento.

9.2.1. DEPARTAMENTO DE NORTE DE SANTANDER

El departamento de Norte de Santander tiene un esquema de suministro mixto, producto importado de Venezuela y producto nacional. Sin embargo, para el periodo analizado, no se registró suministro de producto importado debido a que el convenio de combustible importado de la República Bolivariana

de Venezuela se suspendió desde el pasado mes de mayo de 2013 y, por tanto, el abastecimiento de combustible en este departamento durante el 2014 se realizó con producto de origen nacional.

El cupo de los meses de enero y febrero de 2014 tiene el descuento del 15% para cada mes, en razón a los adelantos de cupo del 30% para los municipios de Cúcuta, Los Patios y Villa del Rosario, otorgado en el mes de diciembre de 2013 mediante la Resolución 91150 del 23 de diciembre de 2013.

En febrero de 2014 se presentaron bloqueos por parte de los “pimpineros” en la ciudad de Cúcuta; en respuesta a esta situación, el Ministerio de Minas y Energía adelantó el 10% del cupo de las estaciones de servicio a los municipios de Cúcuta, Los Patios y Villa del Rosario, mediante Resolución 90238 del 25 de febrero de 2014, a fin de garantizar suministro de combustibles en estos municipios.

En mayo de 2014, el Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución 90567 del 27 de mayo de 2014, autorizó el adelanto del 8% del cupo correspondiente al mes de junio para aquellas estaciones de servicio de los municipios de Cúcuta, Los Patios y Villa del Rosario, que a la fecha de emisión de la resolución consumieron por encima del 75% del cupo.

En Julio de 2014, mediante la Resolución 90803, se adelantó el cupo en un 8% para los municipios de Los Patios, Cúcuta y Villa del Rosario, un total 151.922 galones que serán descontados para el mes de Agosto de 2014.

Mediante la Resolución 91291 de 24 de noviembre 2014, se adelantó el cupo en un 15% para los municipios de El Zulia, Los Patios, Cúcuta y Villa de Rosario, permitiendo aumentar el cupo en 282.737 galones, los cuales se descontaron durante enero y febrero de 2015.

Para el mes de diciembre de 2014, el Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución 91569 del 29 de diciembre de 2014, autorizó el adelanto del 10% del cupo correspondiente al mes de

junio, para aquellas estaciones de servicio de los municipios de Cúcuta, Los Patios y Villa del Rosario que, a la fecha de emisión de la resolución, consumieron por encima del 75% del cupo, adelanto para ser descontado durante los meses de marzo y abril de 2015.

Mediante la implementación de la nueva metodología de asignación de cupos de noviembre de 2014, se aumentó el cupo, pasando de 3.510.157 galones/mes a 4.158.124 galones/mes. Lo anterior, motivado por el consumo histórico del departamento.

9.2.2. DEPARTAMENTO DE PUTUMAYO

En el departamento del Putumayo se reportaron ventas por fuera del cupo asignado, es decir, compras de combustible a precio nacional, sin impuesto ni beneficios fiscales.

El municipio de Mocoa tuvo la medida de uso del cupo en 70% para gasolina corriente y 30% para diésel hasta el 31 de marzo de 2014; por solicitud del alcalde de Mocoa, se procedió a levantarla.

A principios de mayo de 2014, se presentaron bloqueos y situaciones de orden público que imposibilitaron el abastecimiento de combustible entre las plantas de Neiva, Huila, y Puerto Asís, Putumayo, lo que generó desabastecimiento en la planta principal del departamento del Putumayo; por lo tanto, la Dirección de Hidrocarburos procedió a tomar las siguientes medidas:

1. Coordinar en conjunto con Ecopetrol S.A., la importación de combustible proveniente de Ecuador; dicha importación no se realizó por inconvenientes con la póliza para transportar combustibles entre los dos países. Es importante aclarar que la Dirección de Hidrocarburos tramitó los permisos con las Instituciones relacionadas y se realizó la respectiva solicitud al Ministro de Recursos no Renovables del Ecuador.
2. Se activó el plan de contingencia para el Putumayo, autorizando el abastecimiento de combustibles desde la planta de Mulaló, Valle del

A principios de mayo de 2014, se presentaron bloqueos y situaciones de orden público que imposibilitaron el abastecimiento de combustible entre las plantas de Neiva, Huila, y Puerto Asís, Putumayo.

Cauca, para las estaciones de servicio del departamento. Esta medida surtió un efecto positivo, dado que algunas estaciones de servicio se abastecieron de combustible durante el tiempo que duraron los bloqueos.

3. La situación de desabastecimiento se solucionó a finales del mes de mayo, cuando se levantaron los bloqueos en las vías y se normalizó el orden público.

Mediante la implementación de la nueva metodología de asignación de cupos de noviembre de 2014, se aumentó el cupo asignado en un 23,3%, pasando de 1.317.712 galones/mes a 1.624.891 galones/mes. Lo anterior, está motivado en el consumo histórico del departamento.

3.2.1. DEPARTAMENTO DE VAUPÉS

El abastecimiento para el departamento de Vaupés se realiza con producto de origen nacional y durante el periodo en mención no se presentaron hechos que afectaran el normal suministro de combustible.

Mediante la implementación de la nueva metodología

de asignación de cupos de noviembre de 2014, se aumentó el cupo pasando de 66.810 galones/mes a 101.760 galones/mes. Lo anterior, está motivado en el consumo histórico del Departamento.

3.2.2. DEPARTAMENTO DE VICHADA

El abastecimiento para el departamento de Vichada se realiza con producto de origen nacional; durante el periodo en mención no se presentaron hechos que afectaran el normal suministro de combustible.

Mediante la implementación de la nueva metodología de asignación de cupos de noviembre de 2014, se aumentó el cupo asignado pasando de 179.867 galones/mes a 190.522 galones/mes. Lo anterior, está motivado en el consumo histórico del departamento.

La siguiente tabla muestra un resumen del cupo, consumo de combustible y utilización del cupo para el periodo enero de 2014 marzo de 2015 de los departamentos de Amazonas, Arauca, Boyacá, Cesar, Chocó, Guainía, Nariño, Norte de Santander, Putumayo, Vaupés y Vichada.

TABLA 24. CONSUMOS DE ENERO DE 2014 A MARZO DE 2015
(Cifras en galones)

Departamento	Cupo	Diesel ACPM	Gasolina	Total	Utilización cupo
Amazonas	3.553.277	592.109	2.852.355	3.444.464	96,94%
Arauca	10.800.839	7.910.801	1.768.407	9.679.208	89,62%
Boyacá	3.110.370	1.754.865	75.268	1.830.133	58,84%
Cesar	155.628.693	92.976.361	24.858.302	117.834.663	75,72%
Chocó	7.742.670	877.364	2.337.207	3.214.571	41,52%
Guainía	1.338.901	303.190	554.238	857.428	64,04%
Nariño	133.132.969	58.773.847	68.127.547	126.901.394	95,32%
Norte de Santander	55.202.961	42.991.648	12.067.297	55.058.945	99,74%
Putumayo	20.966.037	10.183.578	12.357.633	22.541.211	107,51%
Vaupés	1.017.100	796.295	373.838	1.170.133	115,05%
Vichada	2.698.005	1.264.229	340.631	1.604.860	59,48%

Fuente: SICOM.

3.2.3. DEPARTAMENTO DE LA GUAJIRA

El departamento de La Guajira, tiene un esquema de suministro mixto: producto importado de Venezuela, y producto nacional en aquellas ocasiones cuando la República de Venezuela suspende el esquema de importación de combustible.

Se han presentado suministros menores a los acordados en el esquema de importación, lo que deter-

minó que la utilización del cupo fuera cercano al 50% en el periodo analizado.

Mediante la implementación de la nueva metodología de asignación de cupos de noviembre de 2014, se redujo el volumen asignado de 2.294.066 galones/mes a 2.068.152 galones/mes. Lo anterior, motivado por el consumo histórico del departamento.

TABLA 25. CONSUMOS DE ENERO DE 2014 A MARZO DE 2015
(Cifras en galones)

Periodo	Cupo	Importado		Nacional		Total	Utilización cupo
		ACPM diesel	Gasolina	ACPM diesel	Gasolina		
2014-01	2.304.066	761.039	250.856	0	0	1.011.895	43,92%
2014-02	2.304.066	957.945	240.322	0	0	1.198.267	52,01%
2014-03	2.304.066	960.326	217.788	0	0	1.178.114	51,13%
2014-04	2.333.399	774.808	209.691	0	0	984.499	42,19%
2014-05	2.333.399	731.994	199.725	0	0	931.719	39,93%
2014-06	2.333.399	797.455	154.522	0	0	951.977	40,80%
2014-07	2.333.399	922.568	157.641	0	0	1.080.209	46,29%
2014-08	2.333.399	1.417.906	411.358	0	0	1.829.264	78,39%
2014-09	2.333.399	878.338	539.924	41.159		1.459.421	62,54%
2014-10	2.333.399	928.838	376.446	53.174	72.449	1.430.907	61,32%
2014-11	2.333.399	632.010	561.169	107.289	56.575	1.357.043	58,16%
2014-12	2.333.399	617.529	304.426	134.681	0	1.056.636	45,28%
2015-01	2.333.399	821.302	302.648	29.606	0	1.153.556	49,44%
2015-02	2.333.399	594.949	211.563	16.025	0	822.537	35,25%
2015-03	2.333.399	740.942	321.725	29.179	0	1.091.846	46,79%
TOTAL	34.912.986	12.537.949	4.459.804	411.113	129.024	17.537.890	50,23%

Fuente: SICOM .

4. GAS NATURAL VEHICULAR Y ESTACIONES DE SERVICIO DE GNCV



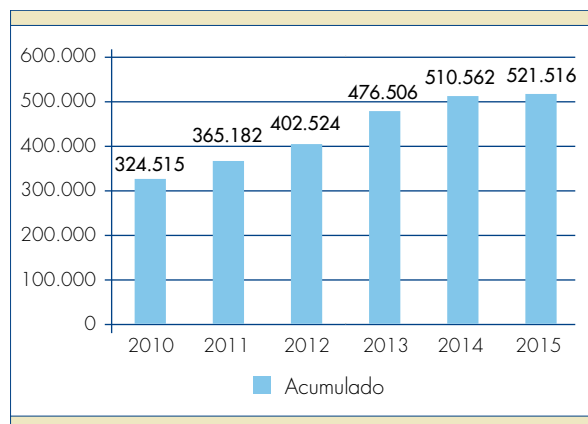
Acorte del 31 de mayo y en todo el programa, van exactamente 521.516 vehículos convertidos a gas natural vehicular; solo en lo corrido de 2015 se

han convertido 10.954 vehículos adicionales.

Así mismo, en cuanto a infraestructura de estaciones de servicio, al 31 de diciembre de 2014 el país contaba con 742 estaciones en todo el país, 34 más de las registradas para el mismo mes de 2013.

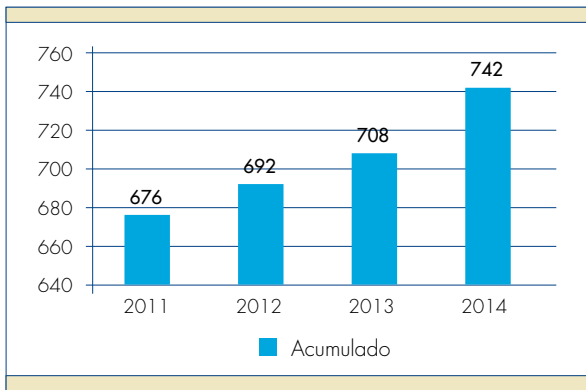
A continuación se presentan las cifras mencionadas anteriormente:

GRÁFICA 13. VEHÍCULOS CONVERTIDOS A GNCV



Fuente: organismos certificadores. Consolida, Ministerio de Minas y Energía.

GRÁFICA 14. ESTACIONES DE SERVICIO



Fuente: estaciones de servicio de GNCV. Consolida, Ministerio de Minas y Energía.