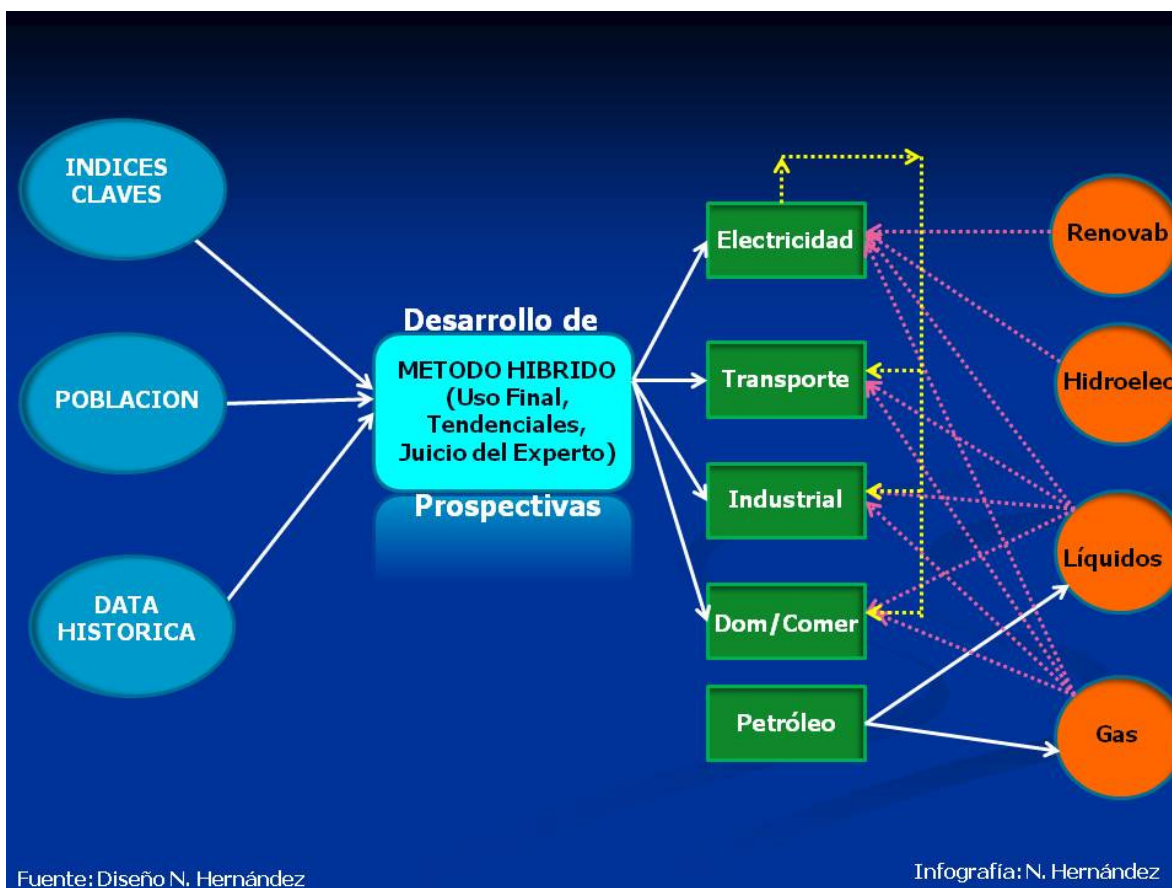


# Venezuela

## Prospectiva Demanda de Energía (2011 – 2040)



**Nelson Hernández**

**Abril 2013**

## INDICE

	Pagina
<a href="#">Resumen</a>	3
<a href="#">Introducción</a>	5
<a href="#">Metodología</a>	6
<a href="#">Premisas de la Prospectiva</a>	10
<a href="#">Energía Mercado Interno (1998 – 2012)</a>	14
<a href="#">Resultados Globales</a>	16
<a href="#">Resultados Hidrocarburos Líquidos</a>	19
<a href="#">Resultados Gas</a>	21
<a href="#">Resultados Eléctricos</a>	27
<a href="#">Conclusiones</a>	29
<a href="#">Abreviaturas</a>	30
<a href="#">Poderes Caloríficos y Unidades Energéticas</a>	31

## Resumen<sup>1</sup>

A continuación los aspectos más resaltantes obtenidos de la prospectiva sobre la demanda de energía en Venezuela para el periodo 2011 – 2040.

- Luce que las reservas probadas, hoy, de gas presentan ciertas características que muestran incertidumbre en producirlas para satisfacer la demanda proyectada.
- Se hace necesario jerarquizar los sectores a los cuales va ser dirigida la producción de gas. Proyectos de exportación de gas serían viables, desde el punto de vista volumétrico, si se sacrifican volúmenes de gas al mercado interno o a la Industria Petrolera.
- Es imprescindible contar cuanto antes con producción de volúmenes de gas costa afuera, de tal manera que complemente la satisfacción de la demanda interna
- La explotación de la FPO requiere de altos volúmenes de gas. Liberación de este requiere redimensionar sus volúmenes de petróleo a producir, así como la tecnología aplicada, hoy, en la producción y mejoramiento del crudo FPO
- Liberación de gas en el sector eléctrico se puede lograr mediante la utilización de otros energéticos como: crudo FPO, Orimulsión, Carbón y Coque. 2000 MW con algunos o combinación de estos energéticos liberan 330 MPC de gas
- El crecimiento en la producción de petróleo está altamente influenciado por los volúmenes a producir en la FPO. Luce que la producción ideal de la FPO estaría entre 1.0 MBD y 1.5 MBD.
- En lo atinente a las fuentes energéticas per se, tenemos:
- En el caso base, la demanda total crece de 1220 kBDPE en el año 2005 a 2220 kBDPE, equivalente a un crecimiento de 1000 kBDPE, es decir, un incremento de 1.73 % interanual. En el caso 15%, el crecimiento es de 745 kBDPE, equivalente a un crecimiento interanual de 1.37 %.
- La participación de cada fuente energética para el año 2005 es el siguiente: Hidrocarburos líquidos con 38 %; Gas con 26 % e Hidroelectricidad con 36 %. Para el caso base y año 2040, la distribución es: 30 % Hidrocarburos Líquidos; 40 % Gas; 25 % Hidroelectricidad y 5 % Renovables.

---

<sup>1</sup> Las graficas de la prospectiva las puede bajar de: <https://www.box.com/s/hgpg9nhhl7bvcaxiq8mx> y los datos y resultados en este link: <https://www.box.com/s/bc6nw98ynfgikfknw7vw>

- En lo referente al caso 15% y al año 2040, los Hidrocarburos Líquidos participan con 29 %; Gas con 37 %; Hidroelectricidad con 28 % y Renovables con 6 %.
- Para ambos casos la participación del gas es predominante, lo cual cumple con la premisa establecida.

El análisis por cada fuente de suministro es como sigue:

- En el caso base, el gas natural pasa de 315 kBDPE en el año 2005 a 890 kBDPE en el año 2040, es decir, un crecimiento de 575 kBDPE, equivalente a un crecimiento inter anual de 3.01 %. Para el caso 15% el crecimiento es de 2.46 % inter anual, equivalente a un crecimiento neto de 422 kBDPE.
- Los hidrocarburos líquidos, en el caso base, pasan de 460 kBDPE en el año 2005 a 665 kBDPE en el año 2040, un crecimiento de 205 kBDPE, equivalente a un crecimiento del 1.06 % interanual. Para el caso 15%, el crecimiento es de 103 kBDPE, asociado a un crecimiento interanual del 1.058 %.
- La hidroelectricidad para ambos casos pasa de 445 kBDPE en el 2005 a 550 en el año 2040. Es decir, un aumento de 105 kBDPE, equivalente a un aumento de 1.061 % interanual.
- Las energías renovables (eólica, solar y mini hidráulicas) hacen su aparición en el año 2013 con 3 kBDPE. Alcanzan los 115 kBDPE en el 2040, lo que implica un crecimiento de 112 kBDPE, equivalente al 14.46 % de crecimiento interanual.
- Exceptuando las energías renovables, el gas natural es quien presenta el mayor crecimiento en el periodo de la prospectiva.

## **Introducción**

La Prospectiva es el conjunto de análisis y estudios sobre las condiciones técnicas, científicas, económicas y sociales de la realidad futura con el fin de anticiparse a ello en el presente. La Prospectiva permite crear la situación que queremos a futuro, y cuyo logro está asociado a las acciones que tomemos hoy. Por estar en un mundo de constantes dinamismo y cambios, los análisis prospectivos deben ser actualizados periódicamente, al menos cada dos años.

La Prospectiva nos permite la corrección de políticas públicas que conlleven a alcanzar las metas que esta ha definido en el corto, mediano y largo plazo sobre un área de estudio en particular, y una de ellas, sino la más importante o dentro de las importantes, es la ENERGIA.

Para cualquier país del mundo es vital, para su funcionamiento, conocer su demanda energética y la forma de satisfacerla, en el tiempo. Esta previsión les proporcionara a sus habitantes calidad de vida, y a los sectores productivos y de servicios la seguridad de los insumos energéticos demandados para realizar sus actividades, lográndose así un desarrollo armónico y sostenido del país.

El propósito de este trabajo es pronosticar la demanda energética en Venezuela para el periodo 2011 – 2040, utilizando data histórica, índices mundiales, proyectos anunciados o posibles y la experiencia del autor, que en su conjunto están incorporados en una hoja de cálculo electrónico. Como se ve es un modelo lineal y sencillo.

## Metodología

Las metodologías de pronóstico de demanda de largo plazo más utilizadas corresponden a las siguientes categorías: proyecciones de series de tiempo y econométricas, análisis de uso final, enfoques de dinámica de sistemas, enfoques combinados y análisis de escenarios. Cada enfoque refleja una cierta visión revelada en supuestos y permite estimar consumos multi-energéticos de largo plazo.

En la tabla a continuación se presentan las principales metodologías utilizadas para la estimación de la demanda energética de largo plazo. El cuadro siguiente presenta las ventajas, desventajas y requerimientos de información generales de cada tipo de metodología.

La metodología utilizada en el presente estudio es una mezcla de todas ellas, ya que la información base tuvo que construirse con data histórica y tendencial por sector de consumo y tipo de energía, ayudado por el juicio del experto.

El modelo utilizado posee las siguientes características:

- Permite proyectar el consumo de largo plazo.
- Identifica los consumos sectoriales.
- Permite proyectar el consumo desde una perspectiva multienergética.
- Sensible a parámetros claves y ciertos aspectos de incertidumbre y variabilidad.

En este contexto, el modelo seleccionado es de carácter híbrido, basado en un enfoque sectorial que combina un análisis econométrico cuando las tendencias parecen robustas para el sector y opinión experta y análisis de uso final cuando se esperan cambios en estas tendencias.

Lo anterior es la práctica creciente en el mundo para proyectar consumos energéticos en el largo plazo y hacer planificación estratégica del sector. Por cierto, este tipo de modelo no pretende replicar fluctuaciones asociadas a shocks de corto plazo como, por ejemplo, el impacto de variaciones en los precios de los energéticos.

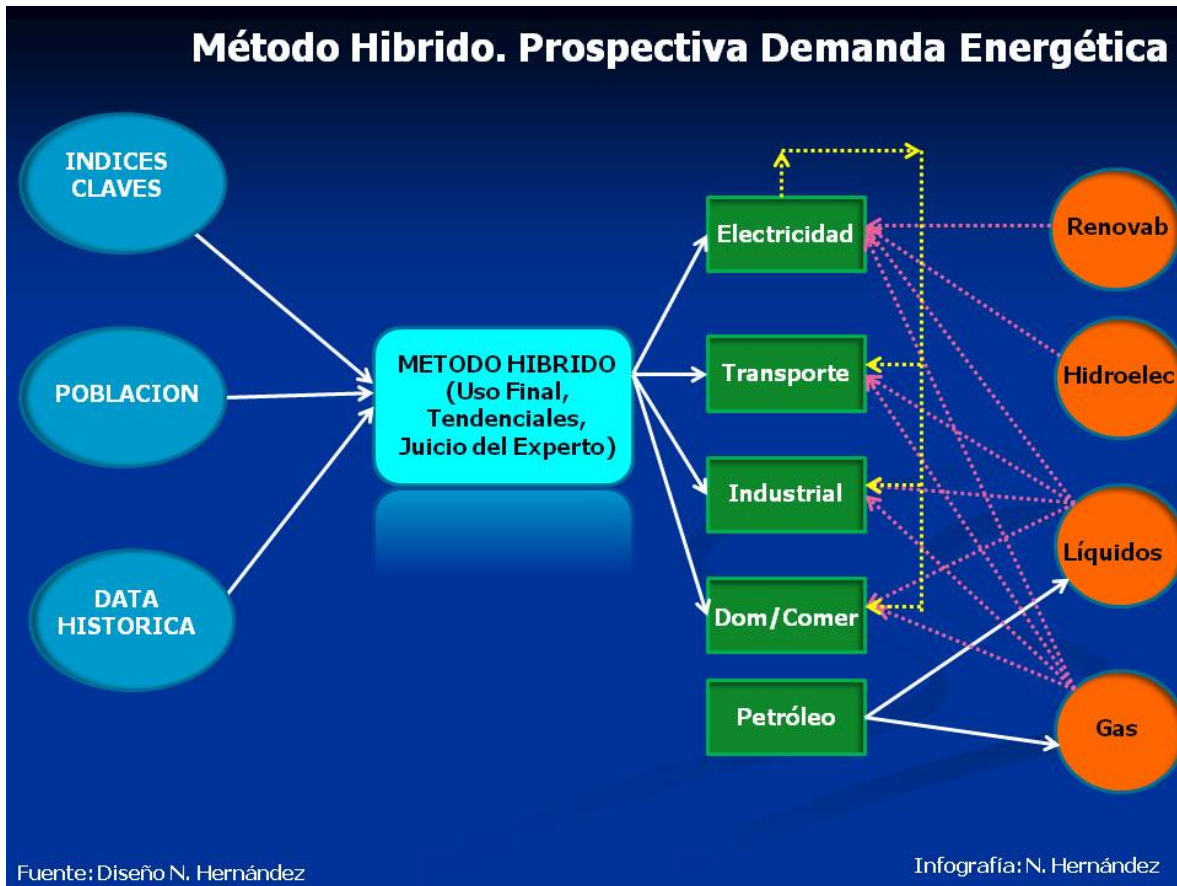
Un modelo híbrido de estas características permite integrar tanto los aspectos físicos como económicos en un marco común. Por ejemplo, mientras las relaciones econométricas internalizan los efectos de precios, ingresos o políticas públicas del pasado, el enfoque de uso final acomoda nuevos usos finales: mezclas alternativas de combustibles, penetración de artefactos y tecnologías, patrón de crecimiento de la producción física o su valor como, asimismo, la población, emisiones y la distribución del ingreso entre segmentos. El enfoque híbrido permite así acomodar

<b>Metodologías para Realizar Prospectivas</b>
--

Metodología	Ventajas	Desventajas	Requerimiento de información
<b>Tendenciales (series de tiempo)</b>	Útil para predicciones tipo Base	No considera "driving forces". No incluyen causalidad y no pueden identificar cuando surgen contradicciones.	Series históricas sociales, demográficas, económicas, etc. Por ejemplo: PIB, Población, consumos, etc.
<b>Econométricas</b>	Especialmente útiles en el corto y mediano plazo.	No captura cambios estructurales. Según expertos este método no necesariamente resulta en mejores predicciones que las tendenciales (Huss, 1985)	Series históricas sociales, demográficas, económicas, etc. Por ejemplo: PIB, Población, consumo, etc.
<b>Análisis de Uso Final</b>	Fácil de incorporar cambios tecnológicos anticipados. Permite capturar efectos de saturación. Permite distintos niveles de agregación.	Puede llevar a pronósticos de demanda mecánicos sin referencia alguna al comportamiento óptimo de los agentes ni variaciones en patrones de consumo debido a cambios demográficos, económicos o culturales.	Intensivo en datos. Requiere consumos energéticos sectoriales, desagregados tanto como sea posible, en general, los sectores desagregados en subsectores representativos con datos de diferentes tipos de consumos.
<b>Enfoques Combinados (Híbridos)</b>	Permite incluir en las estimaciones las inquietudes de ingenieros y economistas		Intensivo en datos. Consumos sectoriales desagregados y series de datos que sustenten el análisis econométrico.
<b>Análisis de Escenarios</b>	Los supuestos quedan explícitos (Transparencia)	Escenarios son débiles cuando se asume que los "drivers" claves del análisis permanecen inalterados en forma indefinida	Intensivo en datos. Requiere consumos energéticos sectoriales, desagregados tanto como sea posible, en general, los sectores desagregados en subsectores representativos con datos de diferentes tipos de consumos.

Fuente: <http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/>

cambios esperados no tendenciales.



La grafica presenta un esquemático del modelo híbrido utilizado. Del lado izquierdo la información a procesar: Población de Venezuela; Data Histórica de Consumos y oferta de energéticos; Índices Claves para reproducir valores que no tienen data histórica.

La información es decantada y analizada, tomando así los valores más representativos. Estos son arreglados en matrices (hoja electrónica de cálculo) para obtener la proyección dentro del horizonte de tiempo del estudio.

Los resultados se obtienen por cada energía primaria (Gas, Hidrocarburos Líquidos, Hidroelectricidad y Renovables) para cada sector de consumo. La energía secundaria, la electricidad, se muestra la participación de cada energía primaria en su obtención, así como la participación de esta en cada sector de consumo.

En el sector petróleo, de gran importancia para el país, se hacen escenarios de producción de crudo y gas, de acuerdo a los planes anunciados o proyectados de PDVSA, con el objeto de ver su viabilidad volumétrica.



El referido modelo asume que las evoluciones históricas de las variables se mantienen en el tiempo, la no incorporación de nuevas tecnologías o cambios estructurales, y de existir su impacto será gradual, cuya incorporación se hará en la próxima revisión de la prospectiva.

Para mitigar esta falla del modelo se recurre a la realización de escenarios. Se parte de un escenario base (Business As Usual – BAU) y se realizan escenarios alternativos que contemplen entre otros: Mayor eficiencia energética, variación de precios, crecimiento más acelerado, entrada de nuevas fuentes de energía, etc.

## Premisas de la Prospectiva

El marco del desarrollo de la prospectiva de la demanda energética y su satisfacción en Venezuela, para el periodo 2011 – 2040, esta dado por las siguientes premisas que conforman el caso Base. Es de señalar que Venezuela a partir del año 2009 atraviesa por una crisis energética que ha limitado fuertemente el suministro de combustibles a la población y un racionamiento del servicio eléctrico a lo largo y ancho del país. Las Premisas son las que se indican a continuación:

- Se escogió el horizonte 2011- 2040, debido a que autores y organizaciones indican que los combustibles fósiles, y en especial el petróleo, dejaran de tener en los próximos 30 años la supremacía que hoy ostentan en la matriz energética mundial.
- Se realizan 4 proyecciones de la producción de crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO): 4 MBD, 3 MBD, 2 MBD y 1 MBD, con el objeto de analizar la viabilidad volumétrica en función de las necesidades de gas. La producción máxima para cada proyección se alcanza en el año 2025. Es de destacar que proyecciones mundiales le asignan a la FPO una producción de 1.2 MBD para el año 2030<sup>2</sup>.
- La población venezolana para el periodo en estudio está basada en proyecciones del INE y del [Banco Mundial](#). Esta variable es quizás la más importante del estudio prospectivo debido a que muchas otras utilizadas están asociadas al término “per cápita”.
- El valor de la generación eléctrica per cápita seleccionado fue el correspondiente al año 2008 de 4222 kwh, y la fuente es el [Ministerio para la Energía Eléctrica](#). Este valor se mantuvo constante en el periodo de análisis, garantizando así a la población futura la calidad de vida que le permite ese consumo de electricidad. Su uso permitió obtener la generación eléctrica hasta el año 2040.
- La generación hidroeléctrica está dada por la capacidad instalada actualmente, y cuya generación fue de 86.8 Gwh para el año 2011. A esta capacidad se le adiciono 2160 MW en el año 2015 (Tocoma) y 2000 MW (proyecto en al Alto Caroní) entrando en el año 2030. Para efecto de conversión energética, a la energía generada hidráulicamente se le aplico una eficiencia térmica de 30 % (11377 BTU/kwh), igual al promedio de la eficiencia térmica en generación termoeléctrica.

---

<sup>2</sup> <http://gerenciayenergia.blogspot.com/2009/12/la-participacion-de-la-faja-petrolifera.html>

- La electricidad renovable viene dada por instalaciones eólicas, solares y mini hidráulicas. A partir del año 2013 se contemplan 100 MW eólicos ya en funcionamiento. A partir del año 2020 y hasta el final del periodo, cada año se adicionan 200 MW. 100 MW correspondientes a mini hidráulicas y 100 MW solar o eólica o combinación de ambas. Para efecto de conversión energética, a la energía generada por las renovables se le aplico una eficiencia térmica de 30 % (11377 BTU/kwh), igual al promedio de la eficiencia térmica en generación termoeléctrica.
- La electricidad termoeléctrica es determinada por la diferencia entre la generación total menos la generación hidroeléctrica y la generación de las renovables.
- La capacidad de generación eléctrica total es 30 % superior a la capacidad operativa necesaria para atender la demanda.
- Se asume para todos los efectos que el gas natural es el combustible base en la prospectiva. Es decir, su uso tendrá prioridad ante cualquier otro combustible.
- En la generación termoeléctrica se dejan 500 MW a diesel y 500 MW a fuel oil, por razones de logística y de mantenimiento de los sistemas de quema de líquidos en las plantas. El resto de la capacidad de generación usara gas.
- El número de vehículos por tipo de combustibles, para el año 2011, fue obtenido de la organización [FAVENPA](#). Se determino el valor per cápita de vehículo para cada tipo de clasificación por uso de combustibles. Estos valores fueron de 0.13 veh/hab para gasolina, 0.0084 veh/hab para diesel y 0.0037 para GNV. Estos valores corresponden a 7.7 per/veh, 119 per/veh y 270.3 per/veh, respectivamente. Por otra parte, se asume que el millón de vehículos a GNV, propuesto por el gobierno, se alcanza en el año 2040.
- Para efecto de determinar el consumo energético, se calculo para el año 2011 el consumo diario de combustible por cada tipo de vehículos. El resultado fue de: 13 lit/día para gasolina; 38 lit/día para diesel y 460 PC/día de gas para GNV.
- El consumo de gas y GLP en el sector domestico viene dado por unidad familiar. A tal efecto, se tomo el índice de 3.99 personas por familia dado por el INE (censo 2011). Para efecto de calcular el consumo energético familiar, se tomaron los valores promedios de PDVSA Gas de 47 PC/día de gas y 1.15 lit/día de GLP. Por otra parte, y de acuerdo al plan de Gasificación nacional de PDVSA Gas Comunal<sup>3</sup>, se tomo que el 80 % del

---

<sup>3</sup> <http://www.slideshare.net/energia/gasificacion-nacional>

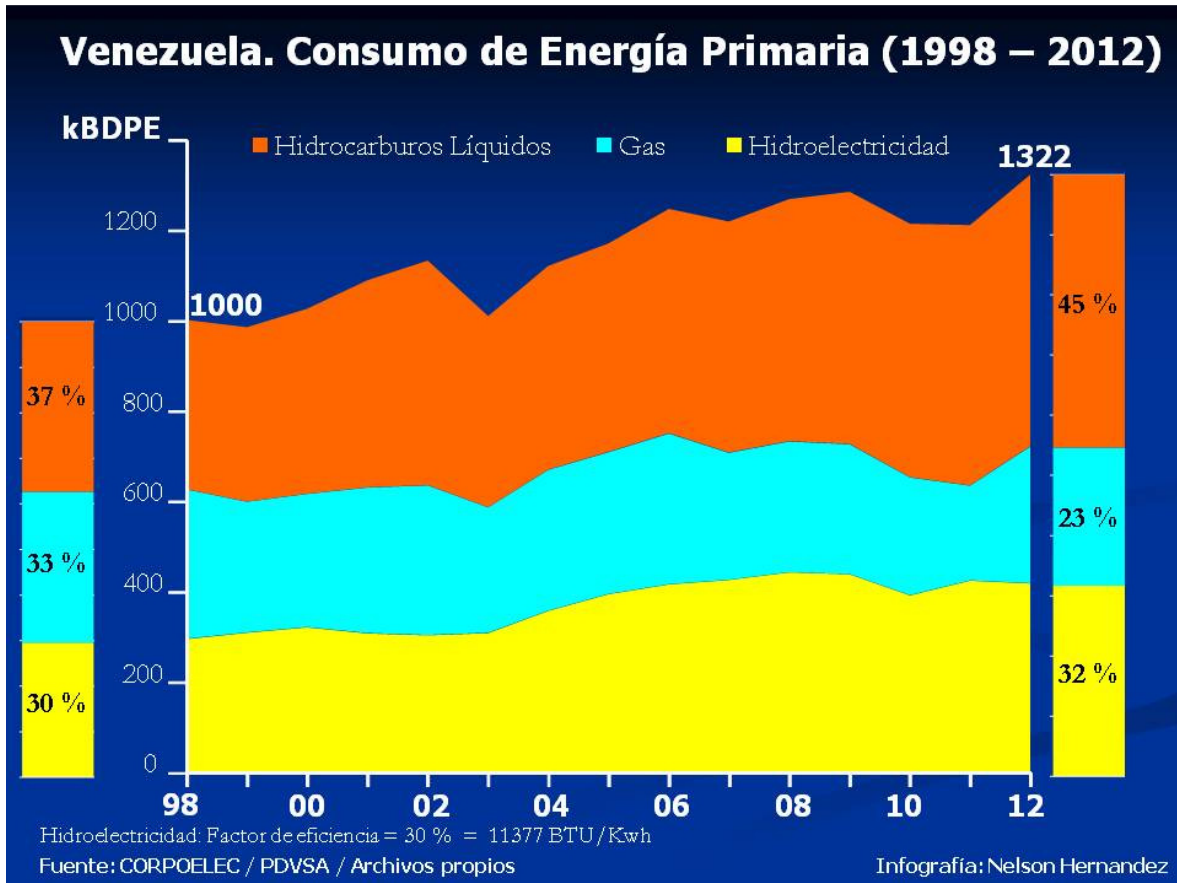
número de familias consumirá gas directo (metano) y el restante 20 % consumirá GLP. El número máximo de familias con consumo de gas se alcanza en el año 2040.

- Otro sector de consumo de gas es el comercial. El número de comercios que utilizan gas se asocia con el número de clientes domésticos que también lo hacen. Esta relación para USA es de 15 clientes domésticos por cliente comercial. En lo atinente al consumo de gas, en USA el cliente comercial consume 10 veces más que lo que consume un cliente doméstico. Para el caso que nos ocupa esos valores son de 10 clientes doméstico por uno comercial, y con un consumo del cliente comercial de 4695 PC/día.
- Para determinar la demanda de gas en el sector industrial (petroquímico, siderúrgico/aluminio, cemento y manufacturero) se tomó la serie estadística de 1998 al 2011, y se calculó el consumo de gas per cápita para cada tipo de industria. Con el objeto de eliminar el efecto de la caída productiva que ha experimentado este sector en los últimos 14 años, como consecuencia de la aplicación de políticas públicas erradas, se tomó el máximo valor per cápita de consumo de dicha serie, para cada clase de industria.
- La oferta de gas viene dada por cinco fuentes:
  - El gas asociado a la producción de petróleo convencional (excluye el extra pesado FPO), y cuya RGP promedio de reservas es de 1720 PC/B
  - El gas asociado a la producción de petróleo de la FPO, y cuya RGP promedio de reservas es de 282 PC/B
  - El gas proveniente de explotación de campos con alta RGP como es Anaco.
  - El gas no asociado producido en tierra
  - El gas no asociado producido costa afuera, quien hace el balance para satisfacer los requerimientos de gas
- La producción de petróleo sigue muy cerca lo establecido por PDVSA en su plan "Siembra Petrolera". Se establece el año 2025 como el año donde la producción de petróleo convencional se sitúa en 2.0 MBD y la producción de la FPO alcanza su nivel máximo de producción de acuerdo a los esquemas de 4.0 MBD; 3.0 MBD; 2.0 MBD y 1.0 MBD. A partir del año 2025 y hasta el final del periodo, la producción de petróleo no se modifica.
- La demanda de gas en el sector petrolero está integrada por:
  - El gas de inyección con fines de recuperación de petróleo que llega a un máximo de 4380 MPCD en el año 2015 y se mantiene a través de todo el periodo

- El gas de refinación, el cual contempla la entrada de capacidad de refinación adicional de 50 MBD (2014); 70 MBD (2016) y 400 MBD (2020). Para efecto del cálculo del volumen demandado se utilizó el promedio mundial de energía utilizada por cada barril refinado de 0.436 MMBTU (436 PC/B)
- El gas combustible utilizado en la producción de crudos convencionales y otras actividades conexas se asocio al promedio mundial de 1.0 MMBTU por barril producido (1000 PC/B)
- El gas utilizado en la explotación y mejoramiento de crudos no convencionales (FPO), se uso el promedio mundial de 2.0 MMBTU (2000 PC/B) por barril producido y mejorado<sup>4</sup>.
- El escenario alterno esta denominado 15%, y se refiere al escenario de eficiencia energética, y consiste en la disminución del consumo de energía en un 15 % en los siguientes sectores:
  - El consumo per cápita de electricidad pasa a 3590 Kwh
  - El índice de veh/hab pasa a ser 0.11 (9.1 per/veh)
  - El consumo de gasolina es de 11 lit/día por vehículo
  - El consumo de diesel pasa a 32 lit/dia por vehículo
  - El consumo de gas es de 390 PC/dia por vehículo

---

<sup>4</sup> <https://www.box.com/s/gn4xt0ya264vl8qo1kye>

**Energía Mercado Interno (1998 – 2012)**

Venezuela satisface sus principales requerimiento energéticos con tres fuentes primarias: Hidroelectricidad, Gas Natural e Hidrocarburos Líquidos.

En los últimos 14 años la energía ha pasado de 1.0 MBDPE en el año 1998 a 1.3 MBDPE en el año 2012, un crecimiento neto de 322 kBDPE, equivalente al 2.01 % de crecimiento interanual.

La hidroelectricidad aumento de 296 kBDPE en 1998 a 419 kBDPE en el año 2012, es decir, un crecimiento neto de 123 kBDPE, equivalente al 2.51 % de incremento interanual.

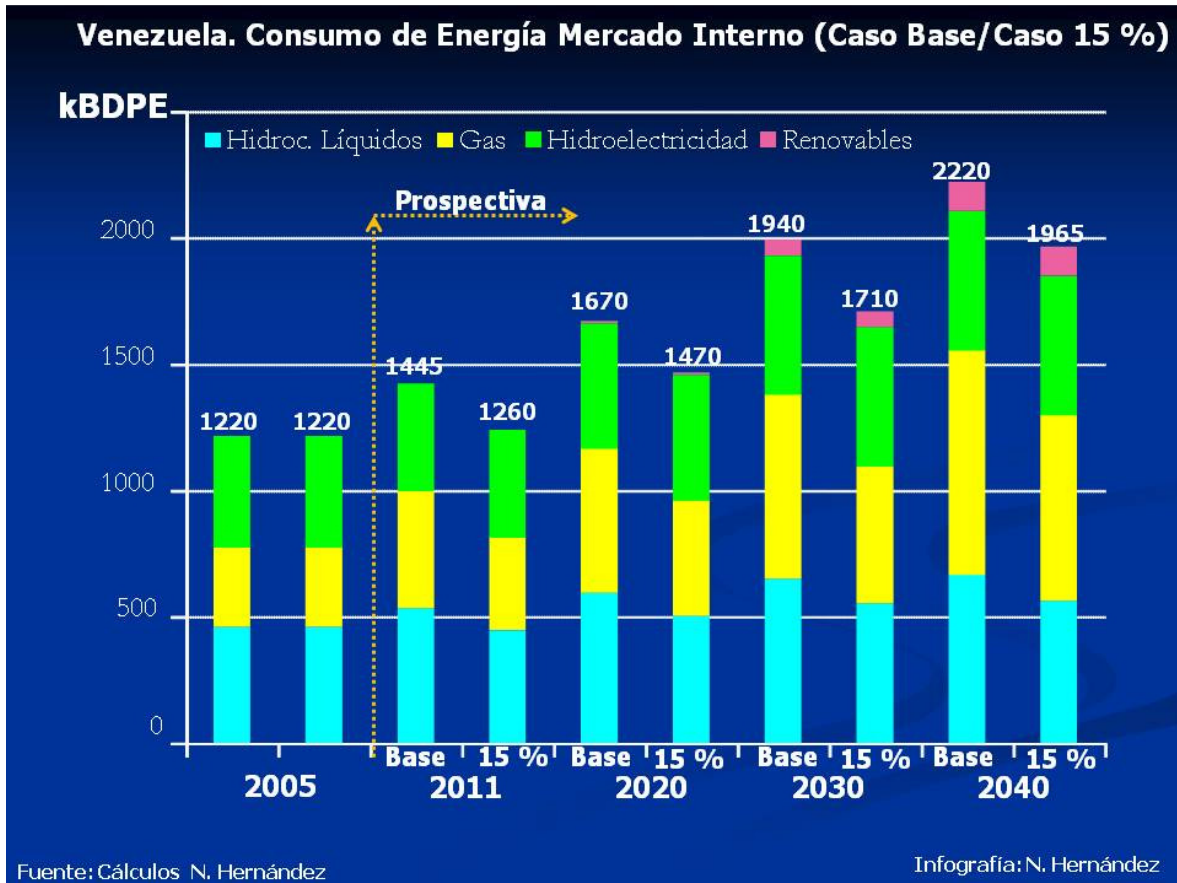
El gas natural paso de 331 kBDPE en el año 1998 a 303 kBDPE en el año 2012, un decremento neto de 28 kBDPE.

Los hidrocarburos líquidos son los que más crecen, al pasar de 374 kBDPE en el año 1998 a 600 kBDPE en el 2012. Este incremento de 226 kBDPE, equivalente a un 3.43 % de crecimiento interanual. Este auge del consumo de hidrocarburos líquidos es el resultado de aplicación de políticas públicas erradas en los sectores

petroleros y eléctricos. Este último sector se ha visto en la necesidad de aumentar su consumo de hidrocarburos líquidos (diesel y fuel oil) por la presencia de un déficit de gas (2500 MPCD) como consecuencia de una baja en la producción de petróleo.

Comentario especial merece el consumo de gasolinas, el cual pasó de 194 kBD en 1998 a 297 kBD en el 2012, un incremento de 103 kBD, equivalente a un crecimiento interanual del 3.09 %.

## Resultados Globales



La grafica muestra el resultado de la prospectiva referente al consumo de energía en el mercado interno venezolano, para ambos caso o escenarios bajo estudio.

En el caso base, la demanda total crece de 1220 kBDPE en el año 2005 a 2220 kBDPE, equivalente a un crecimiento de 1000 kBDPE, es decir, un incremento de 1.73 % interanual. En el caso 15%, el crecimiento es de 745 kBDPE, equivalente a un crecimiento interanual de 1.37 %.

La participación de cada fuente energética para el año 2005 es el siguiente: Hidrocarburos líquidos con 38 %; Gas con 26 % e Hidroelectricidad con 36 %. Para el caso base y año 2040, la distribución es: 30 % Hidrocarburos Líquidos; 40 % Gas; 25 % Hidroelectricidad y 5 % Renovables.

En lo referente al caso 15% y al año 2040, los Hidrocarburos Líquidos participan con 29 %; Gas con 37 %; Hidroelectricidad con 28 % y Renovables con 6 %.

Para ambos casos la participación del gas es predominante, lo cual cumple con la premisa establecida.



El análisis por cada fuente de suministro es como sigue:

En el caso base, el gas natural pasa de 315 kBDPE en el año 2005 a 890 kBDPE en el año 2040, es decir, un crecimiento de 575 kBDPE, equivalente a un crecimiento inter anual de 3.01 %. Para el caso 15% el crecimiento es de 2.46 % inter anual, equivalente a un crecimiento neto de 422 kBDPE.

Los hidrocarburos líquidos, en el caso base, pasan de 460 kBDPE en el año 2005 a 665 kBDPE en el año 2040, un crecimiento de 205 kBDPE, equivalente a un crecimiento del 1.06 % interanual. Para el caso 15%, el crecimiento es de 103 kBDPE, asociado a un crecimiento interanual del 1.058 %.

La hidroelectricidad para ambos casos pasa de 445 kBDPE en el 2005 a 550 en el año 2040. Es decir, un aumento de 105 kBDPE, equivalente a un aumento de 1.061 % interanual.

Las energías renovables (eólica, solar y mini hidráulicas) hacen su aparición en el año 2013 con 3 kBDPE. Alcanzan los 115 kBDPE en el 2040, lo que implica un crecimiento de 112 kBDPE, equivalente al 14.46 % de crecimiento interanual.

Exceptuando las energías renovables, el gas natural es quien presenta el mayor crecimiento en el periodo de la prospectiva.

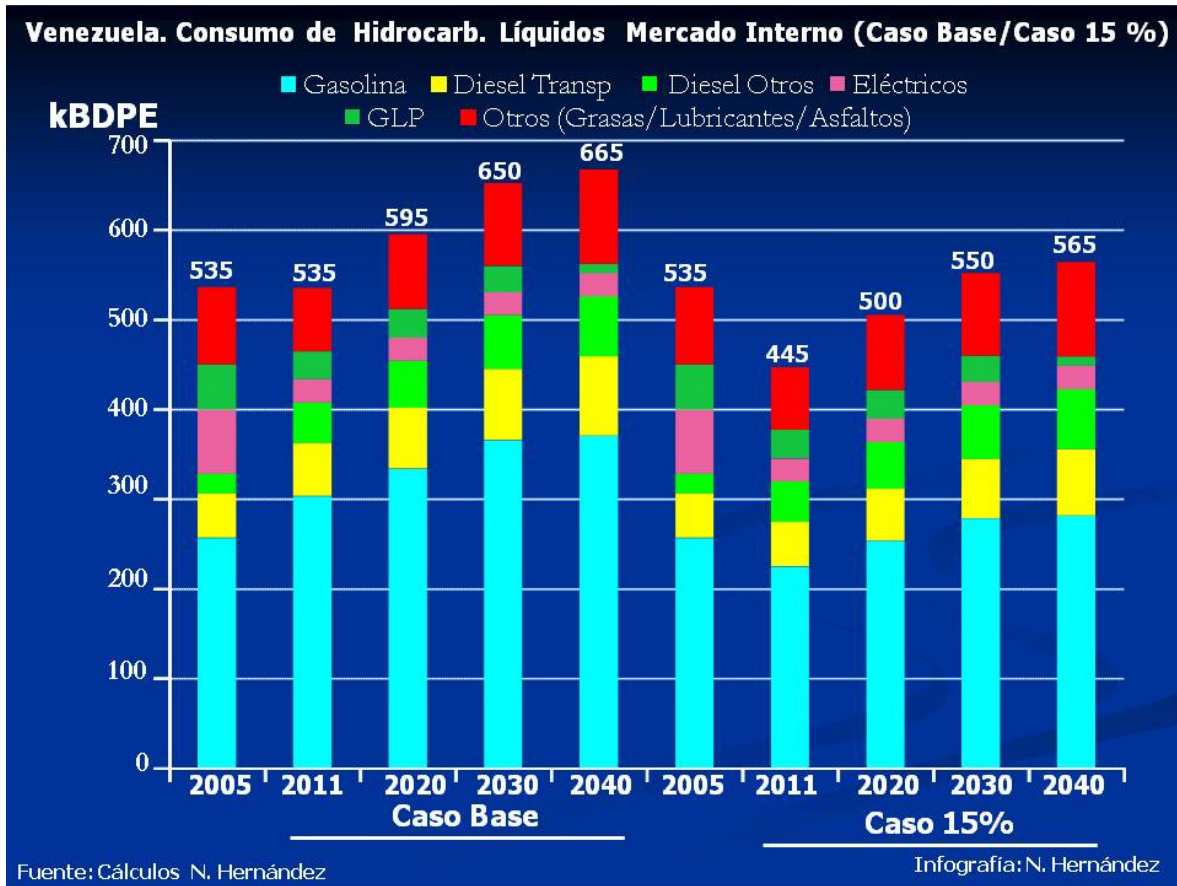
## Venezuela. Pronostico Consumo Energía Mercado Interno (kBDPE)

	2011		2020		2030		2040	
	Base	15%	Base	15%	Base	15%	Base	15%
<b>Hidr. Líquidos</b>								
Transporte	362	275	401	310	444	345	458	355
Industrial	117	114	137	133	152	156	172	175
Domestico	31	31	32	32	29	29	10	10
Electrico	25	25	25	25	25	25	25	25
Total	535	445	595	500	650	555	665	565
<b>Gas</b>								
Transporte	8	8	16	14	35	30	76	63
Industrial	282	282	330	330	374	374	421	421
Domestico	10	10	24	24	58	58	138	138
Electrico	165	70	205	95	208	81	255	114
Total	465	370	575	463	675	544	890	736
<b>Hidroelectr.</b>								
Electricidad	445	445	550	550	550	550	550	550
<b>Renovables</b>								
Electricidad	0	0	8	8	62	62	115	115
<b>TOTAL</b>	<b>1445</b>	<b>1260</b>	<b>1780</b>	<b>1521</b>	<b>1990</b>	<b>1711</b>	<b>2220</b>	<b>1966</b>
<b>Electricidad</b>								
Hidr. Líquidos	25	25	25	25	25	25	25	25
Gas	165	70	205	95	208	81	255	114
Hidroelectr.	500	500	550	550	550	550	550	550
Renovables	0	0	8	8	62	62	115	115
Total	700	595	840	678	898	718	945	804

Fuente: Cálculos N. Hernández

Infografía: N. Hernández

## Resultados Hidrocarburos Líquidos



La grafica muestra el resultado de la prospectiva referente al consumo de hidrocarburos líquidos en el mercado interno venezolano, para el periodo 2111 - 2040.

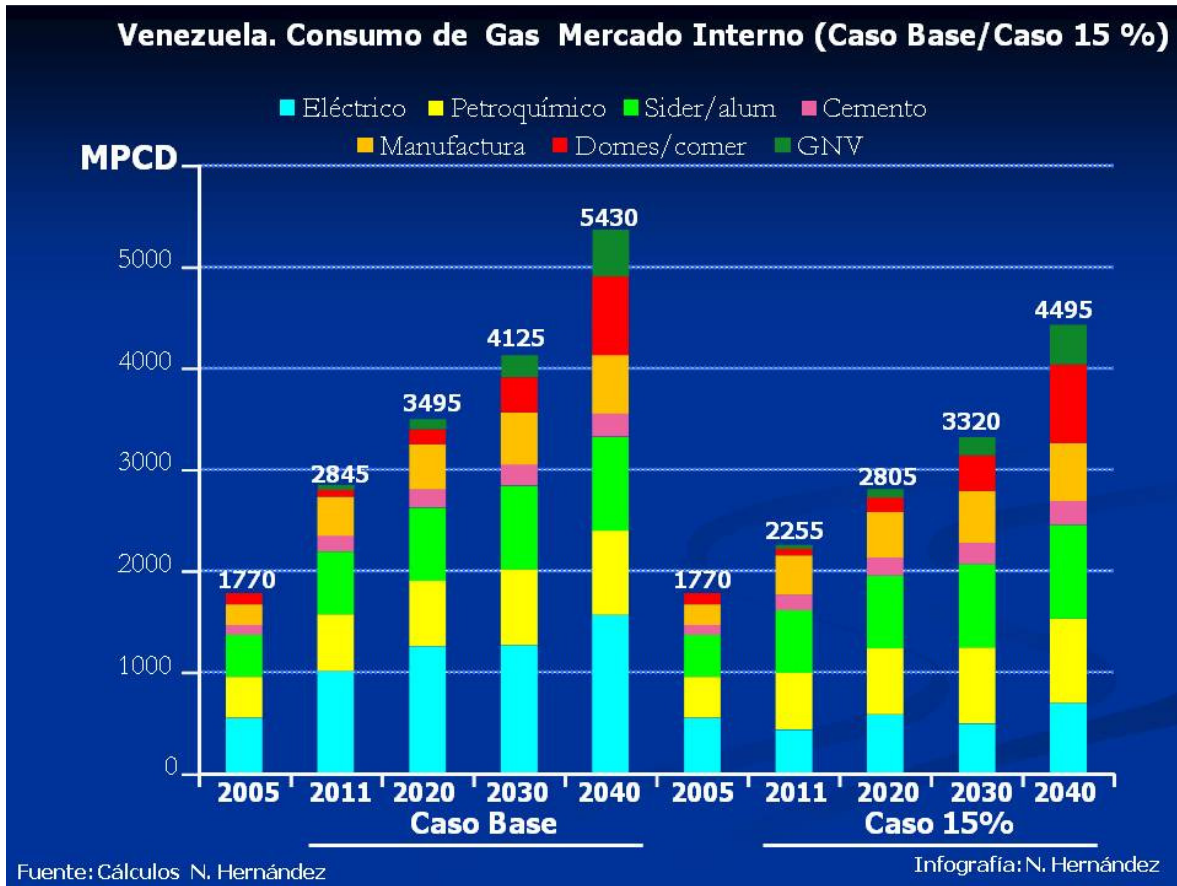
La diferencia entre el caso Base y el caso 15%, al final del periodo es de unos 100 kBDPE, la cual está asociada básicamente a la reducción del consumo de combustible en el sector transporte (gasolinas, diesel). El consumo total de líquidos en el caso Base se incrementa en 130 kBDPE, equivalente al 1.062 % de crecimiento interanual. Para el caso 15% estos valores corresponden a 30 kBDPE, equivalente a 1.0016 % de crecimiento interanual, respectivamente.

Para el caso base, la gasolina pasa de 256 kBDPE en el 2005 a 370 kBDPE en el 2040, un aumento de 114 kBDPE, equivalente a un incremento interanual del 1.0093 %. Para el caso 15%, estos valores son de 25 kBDPE y 1.0027 %, respectivamente.

El diesel correspondiente al sector transporte, pasa de 50 kBDPE en el 2005 a 88 kBDPE en el 2040, un aumento de 38 kBDPE, es decir, 1.63 % de incremento interanual. Para el caso 15%, estos valores son 28 y 1.13 %, respectivamente.

El resto de los hidrocarburos líquidos, para el caso Base y caso 15%, pasan de 229 kBDPE en el 2005 a 208 kBDPE, una reducción neta de 21 kBDPE, producto de un aumento de 45 kBDPE en otros usos del diesel y un aumento de 19 kBDPE en otros hidrocarburos líquidos, con una reducción de 45 kBDPE en el sector eléctrico y una reducción de 40 kBDPE en el GLP.

## Resultados Gas



La premisa:

“Se asume para todos los efectos que el gas natural es el combustible base en la prospectiva. Es decir, su uso tendrá prioridad ante cualquier otro combustible”, se ve reflejada en la grafica mostrada.

En el caso Base, el gas pasa de 1770 MPCD (290.1 kBDPE) en el 2005 a 5430 MPCD (890.1 kBDPE) en el año 2040. Es decir, un aumento de 3660 MPCD, equivalente a un crecimiento interanual de 3.25 %. Para el caso 15%, estos valores son de 2725 MPCD de aumento y 2.7 % de incremento interanual, respectivamente. Los únicos dos sectores que modifican su consumo en ambos casos de análisis son el eléctrico y el GNV.

El sector eléctrico, mantiene su supremacía de mayor consumidor en el caso Base. Su consumo en el 2040 (1558 MPCD) se multiplica por 2.81 con respecto al volumen del año 2005 que fue de 546 MPCD. Esto es un incremento de 1012 MPCD, equivalente al 3.04 % de crecimiento interanual. Para el caso 15%, el

incremento con respecto al consumo del año 2005 es de 147 MPCD, correspondiéndole un crecimiento interanual del 1.0068 %.

El sector petroquímico, incrementa su consumo en 432 MPCD, volumen similar al consumido por el conjunto de actual de complejos petroquímicos. El consumo en el caso Base pasa de 401 MPCD en el año 2005 a 833 MPCD en el 2040, equivalente a un crecimiento interanual del 2.11 %.

El sector siderúrgico/aluminio pasa de 416 MPCD en el 2005 a 926 MPCD en el 2040, es decir, un incremento de 510 MPCD, equivalente a un 2.31 % de crecimiento interanual. Este volumen incremental permitiría un aumento de 34 mil toneladas diarias de acero (12.5 millones de toneladas anuales)<sup>5</sup>.

El sector cemento pasa de 99 MPCD en el 2005 a 233 MPCD en el 2040, un incremento neto de 134 MPCD, equivalente al 2.48 % de crecimiento interanual. Tomando un índice<sup>6</sup> de 4740 PC por tonelada de cemento producida, tendríamos con el incremento una producción diaria de 28270 toneladas (10.3 millones de toneladas anuales).

El sector manufacturero que engloba a medianas, pequeñas y micro empresas, pasa de 201 MPCD en el año 2005 a 574 MPCD en el 2040, es decir, un incremento de 373 MPCD, equivalente al 3.04 % de crecimiento interanual.

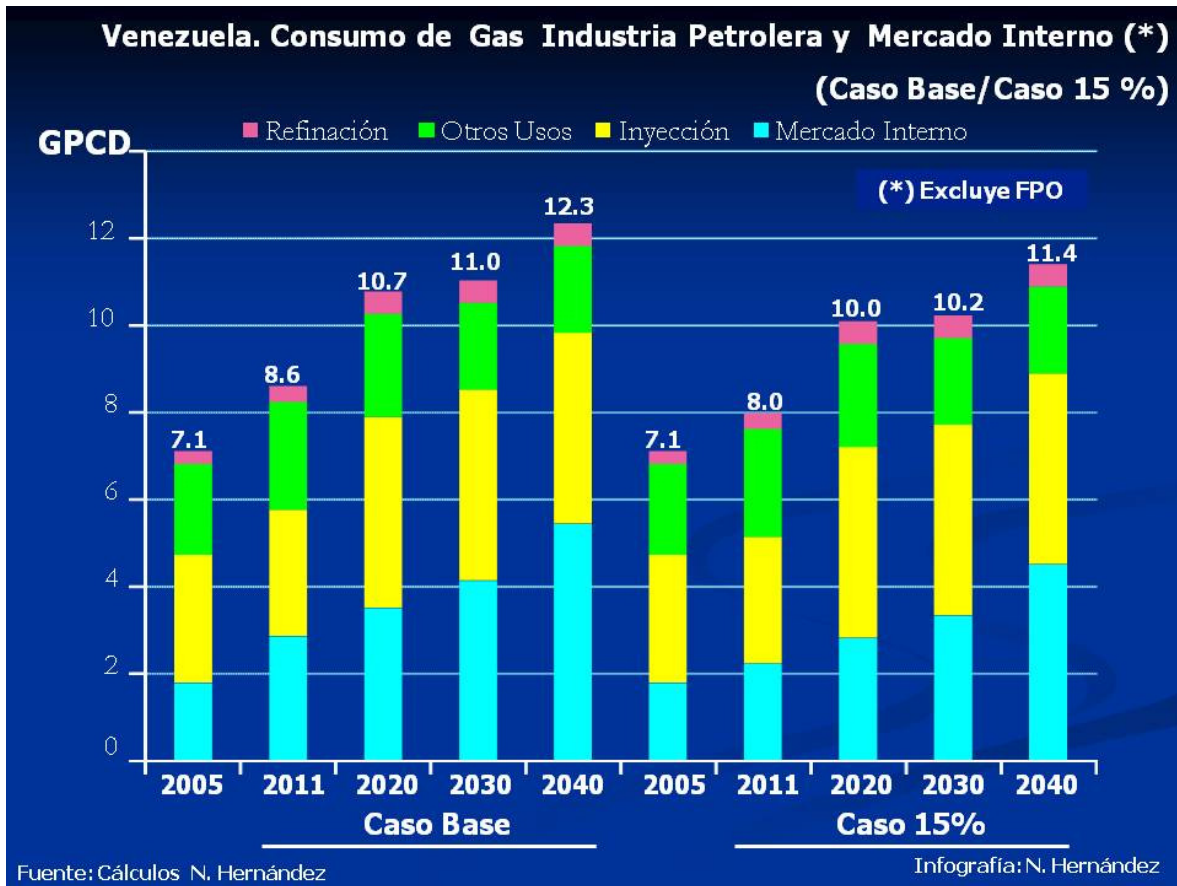
El sector domestico/comercial pasa de 110 MPCD en el año 2005 a 776 MPCD en el año 2040. Este incremento de 666 MPCD está asociado al proyecto de gasificación nacional. El incremento interanual es de 5.74 %, el mayor de todos los sectores analizados.

El sector GNV (transporte) pasa de menos de un millón de pies cúbicos diarios de gas en el año 2005 a 460 MPCD en el 2040. Para el caso 15%, el volumen en el año 2040 es de 390 MPCD.

---

<sup>5</sup> [http://www1.eere.energy.gov/manufacturing/resources/steel/pdfs/steel\\_energy\\_use.pdf](http://www1.eere.energy.gov/manufacturing/resources/steel/pdfs/steel_energy_use.pdf)

<sup>6</sup> [http://static.schneider-electric.us/docs/Automation%20Products/Energy\\_Efficiency\\_in\\_Cement\\_Industry--%208000BR1104.pdf](http://static.schneider-electric.us/docs/Automation%20Products/Energy_Efficiency_in_Cement_Industry--%208000BR1104.pdf)



La grafica muestra el consumo de gas total, excluyendo las necesidades de la FPO, conformado por lo demandado por el mercado interno y lo requerido por la industria petrolera para llevar a cabo sus operaciones.

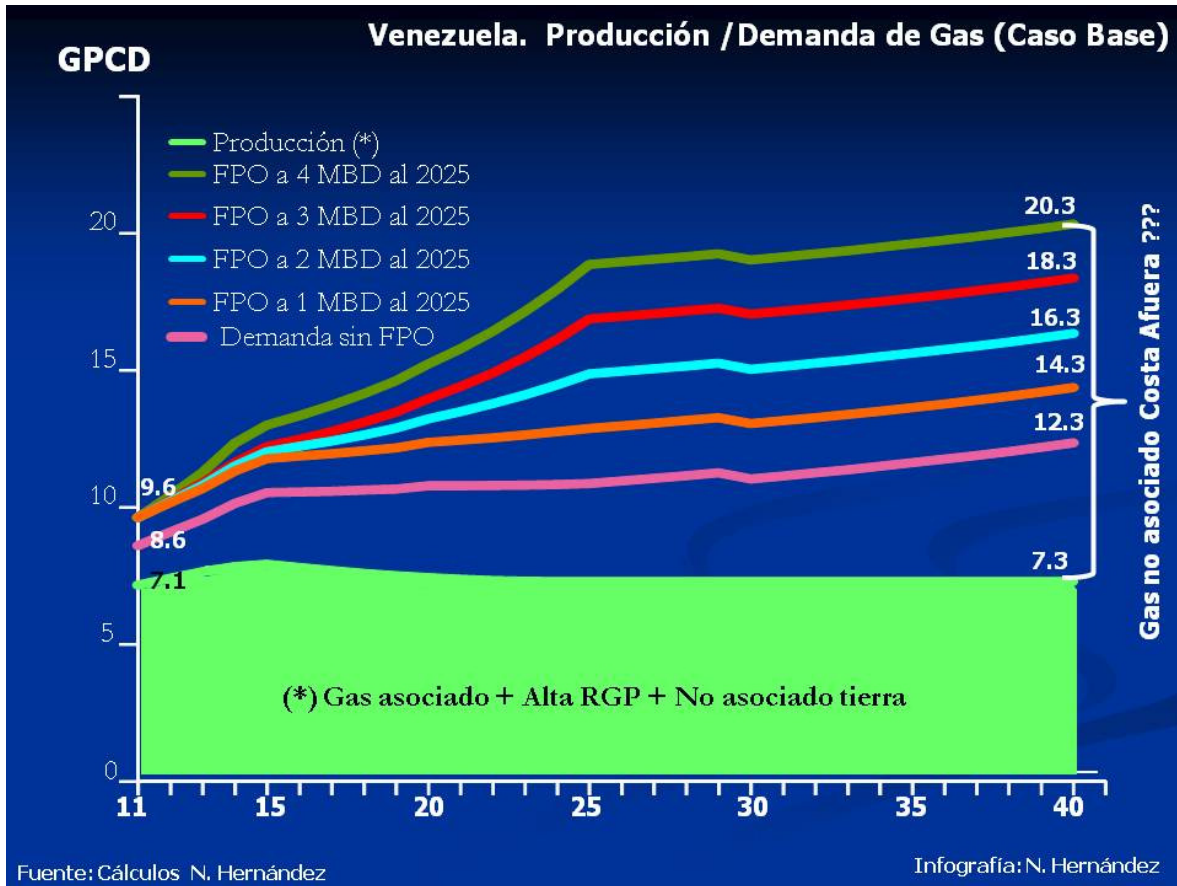
Las necesidades de gas para refinación contemplan la entrada de 3 refinerías al parque nacional que ya están programadas: una de 50 kBD (2014); 70 kBD (2016); de 400 kBD (2020). El consumo de gas pasa de 305 MPCD en el 2005 a 522 MPCD en el 2040.

El gas correspondiente a otros usos (generación de vapor, electricidad, transformado LGN, levantamiento artificial, combustible plantas compresoras y arrojado a la atmosfera) crece ligeramente hasta el año 2020 para luego mantenerse constante en 2000 MPCD hasta el final del periodo. Esto obedece a que a partir de ese año, la producción de petróleo distinta a FPO se fija en 2.0 MBD.

El gas dedicado a la inyección con fines de recuperación suplementaria es el de mayor uso dentro de la Industria Petrolera. Este se incrementa en 1480 MPCD, con respecto al consumo del 2005, motivado a las nuevas necesidades de gas en el



Oriente del país, especialmente para la explotación de los yacimientos de gas de costa afuera.



La grafica muestra el balance producción – demanda de gas para el periodo 2011 – 2040.

La producción de gas (franja de color verde) está conformada por el proveniente del gas asociado a la producción de crudo más el gas de alta RGP (tipo Anaco) y el gas no asociado tierra (400 MPCD).

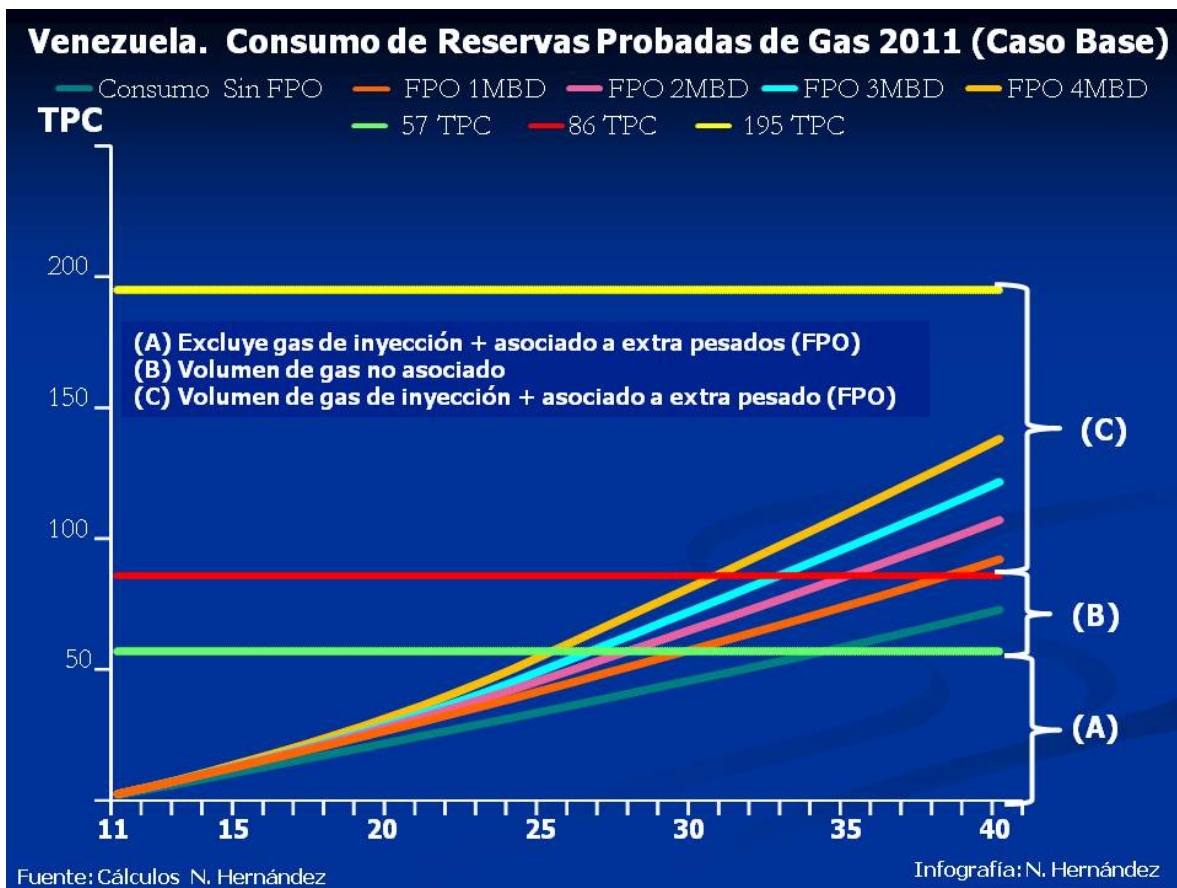
La demanda total de gas para el caso Base (excluyendo FPO), está representada por la primera línea (morada) de abajo hacia arriba, la cual pasa de 8.6 GPCD en el 2011 a 12.3 GPCD en el 2040.

Se observa que la demanda de gas no puede ser satisfecha con la producción indicada anteriormente por lo que habrá que recurrir a la “importación de gas” de costa afuera. Para el año 2040, se requerirían 5.0 GPCD proveniente de estos yacimientos.



Las líneas por encima de la de “demanda sin FPO”, corresponden a las necesidades de gas (si se continua con el método de explotación y mejoramiento hasta ahora aplicados) de la FPO en función de la producción de esta. Para un nivel de producción de FPO de 4 MBD, el volumen de gas necesario es de 8 MPCD para un total de 20.3 TPC.

La grafica a continuación muestra el consumo de las reservas probadas de gas para el volumen de consumo (se excluye el gas de inyección) de gas pronosticado. En la grafica aparecen 3 líneas horizontales que indican el volumen de reservas de acuerdo a la siguiente clasificación, y en función de las reservas totales de gas que para el 2011 totalizaban 195 TPC:



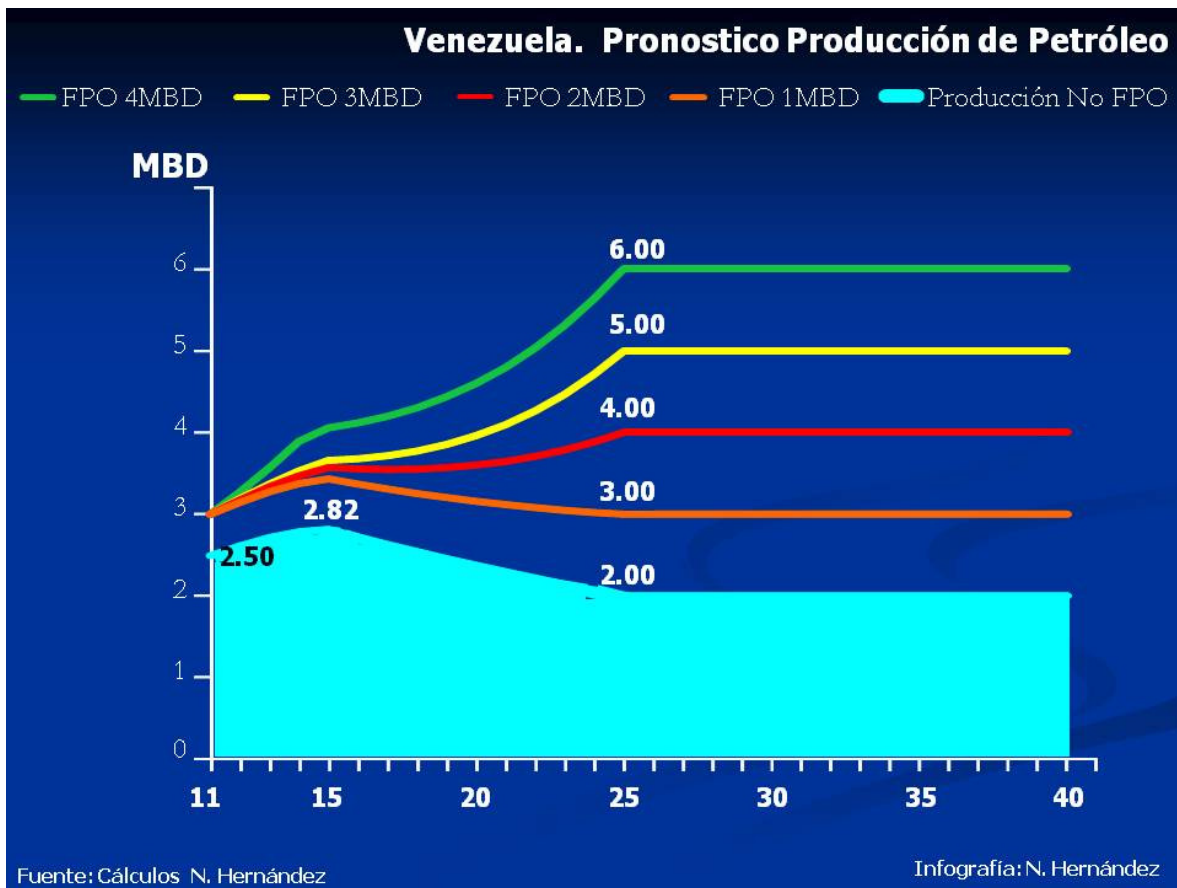
La línea verde indica el volumen de reservas (57 TPC) que queda después de restarle a las reservas de gas asociado (166 TPC): las correspondientes a inyección de gas a los yacimientos (36.7 TPC) por su incertidumbre de existencia o permanencia en los yacimientos que han sido objeto de este tipo de mecanismo de producción de petróleo, y las reservas de gas asociados a crudos extrapesados (72.0 TPC) por su difícil producción y por ende la disponibilidad.

La línea roja representa el volumen de reservas que contempla al gas asociado (29 TPC) más el volumen indicado anteriormente, para un total de 86 TPC.

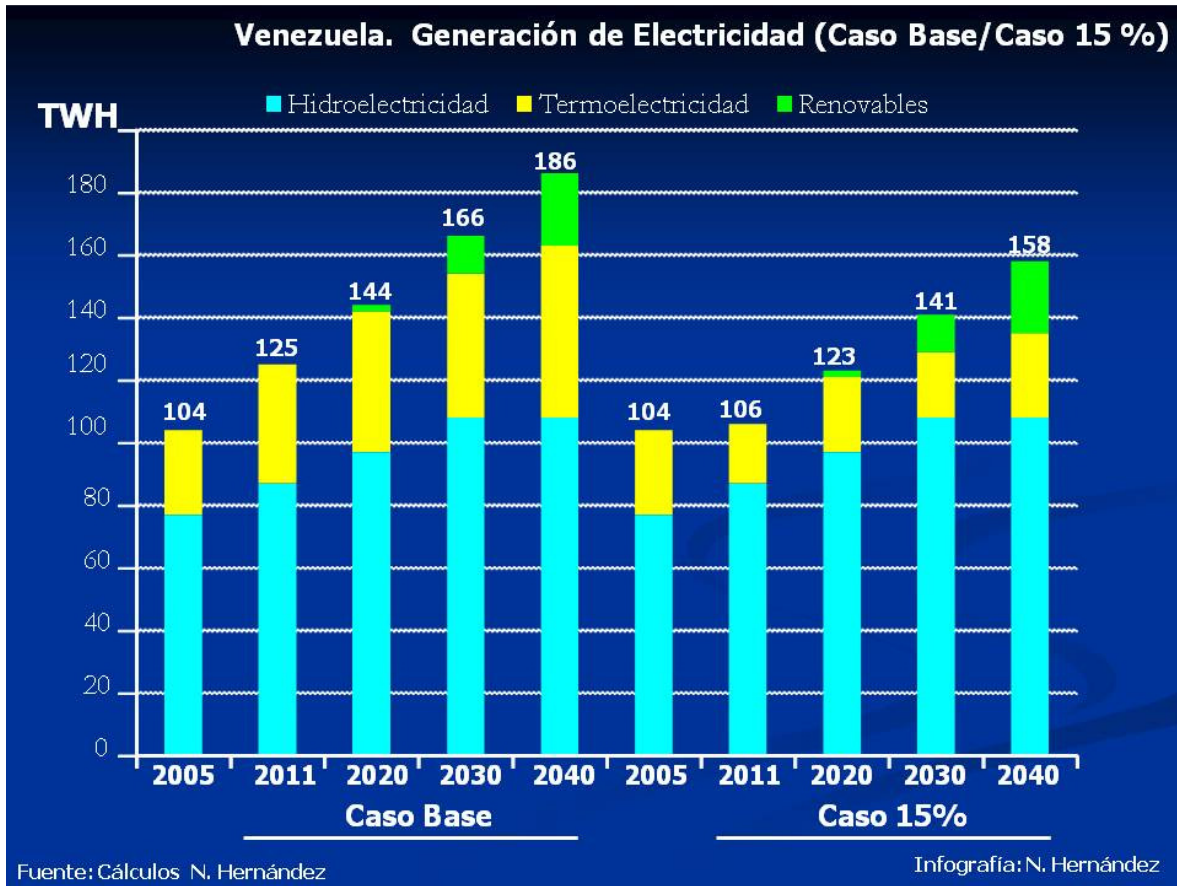
La línea amarilla representa el total de reservas probadas (195 TPC). El área entre la línea amarilla y la roja, es el volumen del gas de inyección y el asociado a crudos extrapesados para un total de 109 TPC.

El resto de las líneas en el grafico representan el volumen de reservas acumulado consumidas para los distintos caso de análisis. El mínimo de reservas consumidas es de 73 TPC para el caso de los volúmenes utilizados por el mercado interno y la Industria Petrolera, excluyendo FPO. El máximo corresponde al escenario donde la FPO tiene una producción de 4 MBD, para un total de 138 TPC. Es decir, a ese nivel de producción, la FPO se consume 65 TPC de las reservas.

En lo atinente a la producción de petróleo para el periodo, es el mostrado en la figura a continuación.



## Resultados Eléctricos

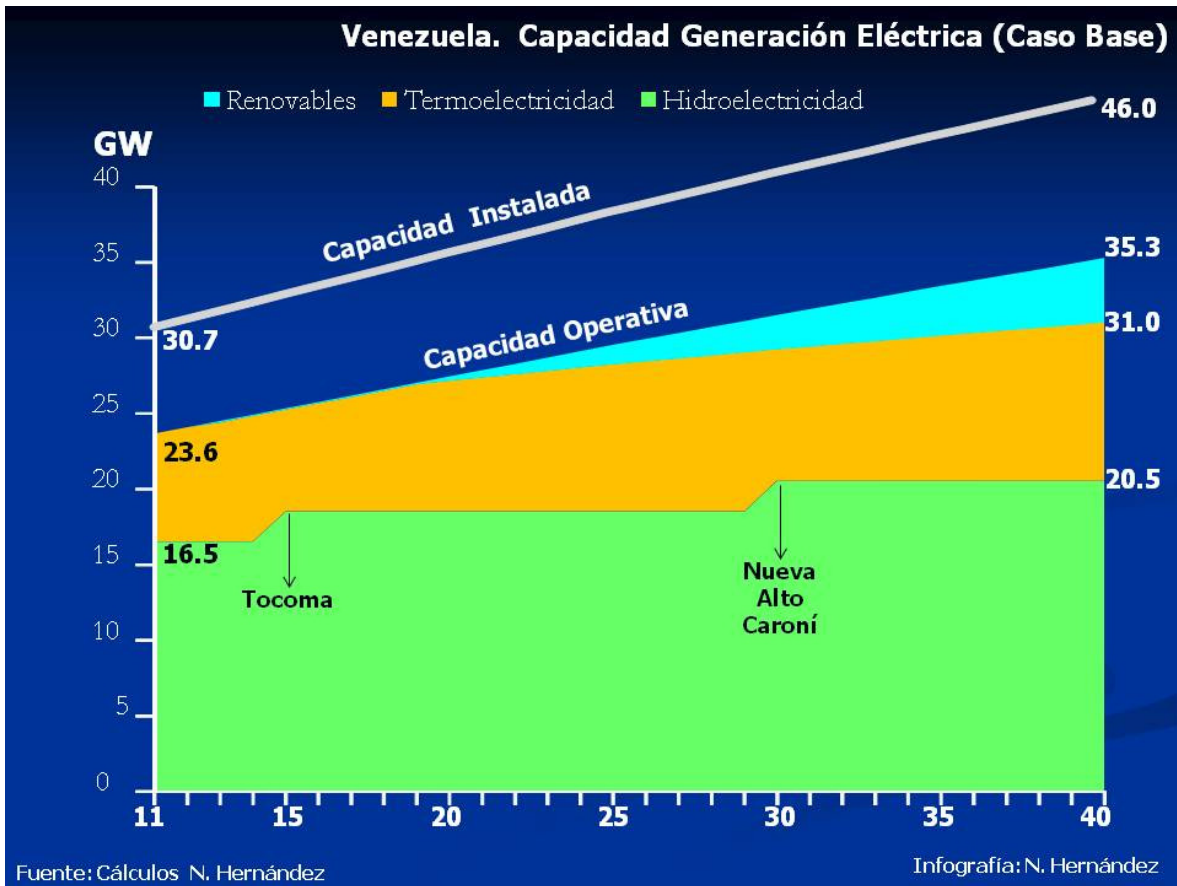


La generación eléctrica pasa, en el caso base, de 104 TWH en el 2005 a 186 TWH en el 2040. Es decir, un crecimiento neto de 82 TWH, equivalente a un crecimiento interanual del 1.67 %. Estos valores para el Caso 15% son de 54 TWH y 1.2 %, respectivamente.

La generación de hidroelectricidad se incrementa en 31 TWH en el periodo, equivalente crece 1.0097 % interanual.

La termoelectricidad crece, en el caso Base, de 27 TWH en el 2005 a 55 TWH en el 2040. Es decir, un incremento neto de 28 TWH, equivalente a un crecimiento interanual de 2.28 %. Estos valores para el caso 15 % no se presentan ya que para el 2005 y el 2040, la generación térmica tiene el mismo valor de 27 TWH.

La generación eléctrica a través de energías renovables hace su aparición en el año 2013 con 0.5 TWH, alcanzando los 22.6 TWH en el 2040, es decir, un crecimiento interanual de 15.16 %.



La grafica muestra la capacidad operativa e instalada necesaria para generar la electricidad demandada en el periodo 2011 – 2040.

La capacidad operativa hidroeléctrica crece de 16.5 MW a 20.5 MW. Mientras que la térmica va de 7.1 MW a 10.5 MW. La renovable alcanza los 4.3 MW en el año 2040.

La capacidad instalada es la que representa la holgura para cubrir eventualidades y poder garantizar en todo momento la capacidad operativa. En este estudio, la capacidad instalada es un 30 % superior a la operativa.

## Conclusiones

Analizados los resultados de la prospectiva podemos indicar lo siguiente:

Luce que las reservas probadas, hoy, de gas presentan ciertas características que muestran incertidumbre en producirlas para satisfacer la demanda proyectada.

Se hace necesario jerarquizar los sectores a los cuales va ser dirigida la producción de gas. Proyectos de exportación de gas serian viables, desde el punto de vista volumétrico, si se sacrifican volúmenes de gas al mercado interno o a la Industria Petrolera.

Es imprescindible contar cuanto antes con producción de volúmenes de gas costa afuera, de tal manera que complemente la satisfacción de la demanda interna

La explotación de la FPO requiere de altos volúmenes de gas. Liberación de este requiere redimensionar sus volúmenes de petróleo a producir, así como la tecnología aplicada, hoy, en la producción y mejoramiento del crudo FPO

Liberación de gas en el sector eléctrico se puede lograr mediante la utilización de otros energéticos como: crudo FPO, Orimulsión, Carbón y Coque. 2000 MW con algunos o combinación de estos energéticos liberan 330 MPC de gas

El crecimiento en la producción de petróleo está altamente influenciado por los volúmenes a producir en la FPO. Luce que la producción ideal de la FPO estaría entre 1.0 MBD y 1.5 MBD.

## **Abreviaturas**

**B:** Barriles

**BTU:** Unidad Térmica Británica

**FPO:** Faja Petrolífera del Orinoco

**GNV:** Gas Natural Vehicular

**GLP:** Gas Licuado del Petróleo

**GPCD:** Giga Pies Cúbicos Diarios

**kBD:** Miles de Barriles Diarios

**kBDPE:** mil Barriles de Petróleo Equivalente

**kWh:** Kilo vatio hora

**LGN:** Líquidos del Gas Natural

**MBD:** Millones de Barriles Diarios

**MBDPE:** Millones de Barriles Diarios de Petróleo Equivalente

**MMBTU:** Millón de BTU

**MPC:** Millones de Pies Cúbicos

**MPCD:** Millón de Pies Cúbicos Diarios

**PC:** Pies Cúbicos

**PDVSA:** Petróleos de Venezuela, S.A.

**RGP:** Relación Gas – Petróleo

**TPC:** Tera Pies Cúbicos

**TWH:** Tera Vatios Horas

**MW:** Mega Vatios

## Poderes Caloríficos y Unidades de Energía

Energéticos	MMBTU/B
Gasolina	5.4
Kerosene	5.7
Diesel	5.8
Fuel Oil	6.3
Propano (GLP)	3.8
BPE	6.1
Otros Hidrocarburos Líquidos	5.9
Gas Natural	1000 BTU/PC

### Otras unidades de energía

$$1 \text{ therm} = 10^4 \text{ BTU}$$

$$1 \text{ Quadrillion} = 1 \text{ Peta} = 10^{15}$$

$$(K) \text{ Kilo} = 10^3$$

$$(M) \text{ Mega} = 10^6$$

$$(G) \text{ Giga} = 10^9$$

$$(T) \text{ Tera} = 10^{12}$$

$$(P) \text{ Peta} = 10^{15}$$

$$(E) \text{ Exa} = 10^{18}$$

$$(Z) \text{ Zeta} = 10^{21}$$

$$(Y) \text{ Yeta} = 10^{24}$$

Ingles	Español
1 billion	= 1 millardo
1 trillion	= 1 Tera

[http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/append\\_a.html](http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/append_a.html)