

REALIDADES GLOBALES

De la Energía y el Petróleo

el caso venezolano

José Ignacio Moreno León (Editor)
Omar A. Ferrer (Coordinador)

Ponentes:

Ing. Néilson Hernández
Ing. Miguel Lara Guarenas
Ing. Diego González

CELAUP
UNIVERSIDAD
METROPOLITANA

REALIDADES GLOBALES

De la Energía y el Petróleo

el caso venezolano

José Ignacio Moreno León (Editor)
Omar A. Ferrer (Coordinador)

Ponentes:

Ing. Néilson Hernández
Ing. Miguel Lara Guarenas
Ing. Diego González

Observatorio de la Globalización
CELAUP - Universidad Metropolitana

INFORME
5



**INFORME N° 5
REALIDADES GLOBALES
DE LA ENERGÍA Y EL PETRÓLEO
El caso Venezolano**

Informe del Observatorio de la Globalización
CELAUP- Universidad Metropolitana

Caracas, Junio 2018
Hecho el Depósito de Ley
Depósito legal: MI2018000632
ISBN: 978-980-247-272-7

Formato: 19,5 x 20,8 cms.
N° de páginas: 160

Editor:
José Ignacio Moreno León
Coordinador:
Omar A. Ferrer
Ponentes:
Ing. Nélsón Hernández
Ing. Miguel Lara Guarenas
Ing. Diego González

Diseño y diagramación:
Yohanna Albornoz
Impresión:
Gráficas El Portatítulo C.A.

Reservados todos los derechos. Ni la totalidad ni parte de esta publicación pueden reproducirse, registrarse o transmitirse por un sistema de recuperación de información, en ninguna forma si por ningún medio, sea electrónico, mecánico, fotoquímico, magnético o electroóptico, por fotocopia, grabación o cualquier otro, sin permiso escrito del editor.

Nota:
Este informe se puede leer igualmente en la página electrónica:

<http://venus.unimet.edu.ve/globalizacion/revista/>

INDICE

INTRODUCCIÓN

ING. JOSÉ IGNACIO MORENO LEÓN

CAPÍTULO 1. TENDENCIAS ENERGÉTICAS A NIVEL GLOBAL

ING. NELSON HERNÁNDEZ

CAPÍTULO 2. TENDENCIAS MUNDIALES DEL SECTOR ELÉCTRICO

ING. NELSON HERNÁNDEZ

CAPÍTULO 3. SITUACIÓN ACTUAL Y FUTURA DE LA INDUSTRIAL ELÉCTRICA EN VENEZUELA.

ING. MIGUEL LARA G

CAPÍTULO 4. REALIDAD PETROLERA VENEZOLANA Y PERSPECTIVAS.

ING. DIEGO GONZÁLEZ CRUZ



PRESENTACIÓN



En este INFORME N. 5 del Observatorio de la Globalización y como parte de la programación editorial del CELAUP, incorporamos la edición de varias conferencias que, conjuntamente con el Centro de Orientación en Energías (COENER) realizamos desde finales del año pasado hasta el mes de marzo del presente año, todas ellas vinculadas al tema energético global, realidad actual y perspectivas, con énfasis en el impacto que la evolución de las diferentes

fuentes energéticas representa para Venezuela y su histórico modelo de rentismo petrolero, en tránsito de agotamiento.

La coordinación y promoción de las referidas actividades estuvo a cargo del profesor Omar A. Ferrer, quien además de presidir el Centro de Orientación de Energía (COENER), colabora en el CELAUP como responsable del Observatorio de la Globalización y de las actividades vinculadas con el sector energético y específicamente con los temas relacionados con nuestra industria petrolera.

Con esta edición estamos agregando un nuevo INFORME a la serie dedicada a temas relacionados con las nuevas realidades globales que configuran la sociedad de la información y el conocimiento como característica de este nuevo siglo y nuevo milenio, en el que, como se ha dicho, NADA ES CIERTO... TODO ES POSIBLE. LO ÚNICO SEGURO ES EL CAMBIO

José Ignacio Moreno León
Director del CELAUP



Tendencias Energéticas a Nivel Mundial

Conversatorios Realidades Globales sobre la Energía y el Petróleo, auspiciados por UNIMET, CELAUP y COENER. Noviembre 2017.

Académico. **Ing. Nelson Hernández**
Energista

Correo – e personal: gashernel@gmail.com

Twitter: [@energia21](https://twitter.com/energia21)

<https://www.linkedin.com/in/nelsonhernandez-9273522>

TENDENCIAS ENERGÉTICAS

a nivel global

ING. NELSON HERNÁNDEZ

Resumen

La verdad, es que por más que desde el presente escudriñemos el futuro, cuando llegemos a el será siempre diferente al que una vez pronosticamos... un ciclo de nunca acabar. (Nelson Hernández, 2017)

Conocer el futuro, es quizás una de las inquietudes del hombre desde que obtuvo el don del raciocinio. En todo momento, se pregunta: Que nos depara el mañana?

La prospectiva es una de las herramientas que ayuda a forjar el futuro. Apareció en la década de 1970, en Francia, como una práctica significati-

va para la elaboración de pronósticos buscando superar al mismo tiempo la imprecisión de la futurología y el reduccionismo de la previsión pero sobre todo la visión determinista de ambas disciplinas. La prospectiva aparecía a partir de sus primeros ejercicios como un instrumento científico de gran valor para los planificadores que podían así apoyarse en escenarios detallados, es decir, recorridos temporales de sistemas en transformación, para preparar planes, programas y proyectos alternativos que brindaban flexibilidad al proceso de toma de decisiones.

El concurso del análisis de diferentes disciplinas ha originado un área de especialización como es la planificación estratégica. Lógicamente, una de las de mayor auge es la concerniente a la energía. En tal sentido, la planificación estratégica energética (estudiar metódicamente de dónde se van a sacar los recursos energéticos que se utilizarán en el futuro) es una actividad muy reciente que comenzó a generalizarse entre los países más desarrollados a raíz de la crisis energética de la década de 1970 a 1980.

En las perspectivas para el análisis de las realidades globales de la energía, tema que trata este documento, se han tomado en cuenta estudios de instituciones y empresas especializadas en el sector, tales como OPEP, AIE, Statoil, Exxon Mobil, Brithis Petroleum, y Shell.

Igualmente se han considerado aspectos claves que sustentan las perspectivas analizadas, tales como un estimado de la población mundial para el 2040 de 9000 millones de habitantes; tendencias hacia la urbanización de la población mundial; crecimiento económico global promedio (PIB) entre 1.5 y 3.3%; incremento de la participación de energías renovables en la matriz energética global y la tendencia a maximizar la electrificación del mundo, considerando que el mayor uso de las fuentes energéticas primarias es en la producción de electricidad.

La Agencia Internacional de Energía (AIE) pronostica las cifras más conservadoras del consumo global, con un pronóstico de 303 MBDPE al año 2040, pero con un mayor incremento de las fuentes renovables y una caída notable de la demanda petrolera.



Estos cambios en el consumo petrolero están atados a la creciente preocupación y demostración (cambio climático) de los efectos de la emisión de gases de efecto invernadero, a los que se atribuye un importante peso sobre el calentamiento global. Este factor está generando mundialmente una serie de compromisos (COP21), que aun cuando en el corto plazo puedan encontrar escollos de carácter político, como los pronunciamientos del actual gobierno de Estados Unidos, cada vez gana más adeptos en pro de la reducción de las emisiones del uso de combustibles fósiles, estimándose que a mediano plazo dichos compromisos generen fuertes estímulos al desarrollo y uso de fuentes energéticas alternativas, así como al desplazamiento en primer término del carbón para generación eléctrica, y paulatinamente una reducción más acelerada de la participación del petróleo en la matriz energética global.

Según las tendencias señaladas, el mayor porcentaje de las reservas de combustibles fósiles no deberían explotarse, a fin de lograr la meta de que el incremento de la temperatura atmosférica global no supere los 2°C para el 2100. Por otra parte, desde hace 5 años se indica la presencia de un pico de la demanda mundial de petróleo

entre el 2030 – 2035. A partir de allí, la demanda inicia un decrecimiento hasta estabilizarse en el 2100 en 18 MBD. En otras palabras, habrá una sobre oferta de petróleo, con la consecuente repercusión en el precio de este.

Como corolario global podemos indicar que:

- Las realidades globales de la energía y sus tendencias mundiales señalan que todas las perspectivas contemplan un aumento de las energías no emisoras de gases de efecto invernadero, aunque algunas no reflejen aun los compromisos derivados de la Cumbre del Clima y Acuerdo climático de Paris (COP21).
- La electrificación del mundo luce como la tendencia más relevante. En cuanto a la demanda petrolera, los diferentes escenarios pronostican un pico de crecimiento hasta 2030-2035 y, a partir de entonces se producirá una progresiva caída en cumplimiento del referido acuerdo climático de Paris (COP21), lo cual implica la no producción del 60% de las reservas de energías fósiles actuales.
- El mundo prospectivo energético nos está

señalando un nuevo paradigma como es el de abandonar las energías fósiles emisoras de gases de efecto invernadero, como las fuentes principales para satisfacer los requerimientos de energía en la matriz global.

- Esta etapa de transición es la puerta para llegar a la fuente energética que busca la humanidad, la cual debe ser abundante, disponible, segura, de fácil acceso económico y amigable al ambiente, es decir, SUSTENTABLE.
- Hoy se vislumbran dos fuentes que cumplen con estos requisitos: la fusión nuclear y la solar espacial. Ambas en pleno desarrollo y con metas comerciales a partir del 2040.

En tal sentido, toda prospectiva que se haga sobre la industria petrolera venezolana debe tomar en cuenta el entorno internacional que se vislumbra: Mayor uso de las fuentes energéticas amigables al ambiente, un mundo electrificado y una sobre oferta de petróleo.



Introducción

Desde que el hombre existe, pronostica. Cuando dibujaba sobre las paredes de una caverna un bisonte atravesado por flechas representaba a la vez la caza de ayer y la de mañana.

El acto de pronosticar, atravesando desde las formaciones sociales más primitivas hasta nuestros días, desde sus expresiones pre-científicas hasta las escuelas científicas más avanzadas ha oscilado siempre entre dos actitudes no siempre conciliables, por un lado la que podríamos calificar de fatalista que considera que el futuro ya ha sido escrito por algún ser sobrenatural o por leyes o mecanismos provenientes del pasado y por otro lado lo que suele denominarse como voluntarismo basado en la idea de que el futuro no está escrito en ningún lugar y que por consiguiente puede ser construido. Entre esas dos actitudes extremas se encuentra una amplia variedad de posibilidades.

Pasado, presente y futuro forman parte de una totalidad indisociable: la dinámica del mundo real, la marcha del tiempo que nos impone la necesidad de tomar decisiones y por consiguiente de pronosticar. El pasado suele ser considerado

como memoria inamovible imposible de modificar y el futuro, por el contrario, aparece configurado por la imaginación.

Sin embargo la memoria es elaborada hoy, no desde cero sino recogiendo, recomponiendo, modificando memorias, “descubriendo” desde el presente fenómenos, detalles antes ignorados, y en ese sentido, incluyendo una importante cuota de imaginación donde se presentan proyectos, deseos, y posibilidades futuras.

Por su parte el futuro no es imaginación pura, buena parte de los materiales con que es construido viene suministrada por la memoria (las memorias) del pasado. Esa interpenetración entre pasado y futuro se desarrolla en el presente, realidad efímera que deja de existir como tal casi en el mismo instante en que se instala (y se hunde en el pasado) para ser de inmediato remplazada por otro presente tan efímero como el anterior.

En tal sentido, existen la Futurología, La Previsión y La Prospectiva que muchas veces suelen ser confundidas en ciertos textos de divulgación que las cubren con el manto común de “estudios

del futuro”, y en otros casos se utiliza el nombre de un concepto para referirse a otro. Se trata de términos con historias y significados claramente diferenciados.

El presente documento está enfocado al aspecto prospectivo del consumo energético a nivel mundial. Comprende un análisis de las perspectivas realizadas por diferentes organismos internacionales sobre las necesidades de las distintas fuentes de energías, teniendo como fecha límite del análisis el año 2040, y año base 2015.



Aspectos Teóricos

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 el mundo, es vital para su funcionamiento conocer su demanda energética y la forma de satisfacerla, en el tiempo. Esta previsión proporcionara a la población calidad de vida, y a los sectores productivos y de servicios la seguridad de los insumos energéticos demandados para realizar sus actividades, con miras a lograr un desarrollo armónico y sostenido del mundo.

Es de señalar que los estudios prospectivos no hay que tomarlos al pie de la letra, ya que estos, quiérase o no, tienen subjetividad de los organismos o empresas que los realizan. Tal subjetividad está relacionada con sus orientaciones ideológicas, su interés del momento o la sobrevivencia de sus actividades. Lo que si debemos tener claro es que nos ayudan a construir el futuro deseado. Es decir, el objetivo de un pronóstico no es tener razón, sino imaginar un escenario potencial basado en los datos disponibles al que uno se pueda razonablemente preparar; y ajustar el modelo a la luz de nuevos datos.

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 un sentido más amplio, los estudios muestran que hay una correlación directa entre el crecimiento global de la población, el crecimiento económico, la emisión de gases de efecto invernadero y el consumo total de energía. A medida que este último ha crecido ininterrumpidamente ha dado energía literalmente al crecimiento de la riqueza global. Por esta razón, estas 4 variables se consideran claves en la realización de cualquier prospectiva. Es de señalar que las diferencias entre una prospectiva y otra va a depender de los valores de crecimiento interanual a utilizar dentro del periodo de estudio y de los supuestos o premisas que conlleven a un cambio tecnológico o de un paradigma. Como ejemplo, podemos citar: Sustitución de fuentes energéticas, sustitución de motores a combustión interna, variación de precios de la energía, optimización de la eficiencia y de la intensidad energética, etc.

Lógicamente, la elaboración de prospectivas puede ser tan complicada como se quiera. En la generalidad, se utiliza el híbrido basado en un enfoque sectorial que combina un análisis econométrico cuando las tendencias parecen robustas para el sector, la opinión experta y el



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 valores de la población, emisiones de gases contaminantes o la distribución de los recursos, social y geográficamente.

Finalmente, no es posible decir o afirmar que una prospectiva es mejor que otra. Hay que recordar

que estas tienen alta subjetividad de quien las realiza, y de las premisas y énfasis que este quiera darle a su prospectiva.

Los actores

Para una visión integral de las tendencias energéticas a nivel global es importante conocer los actores involucrados en esas tendencias. Los mismos comprenden las grandes corporaciones transnacionales de la energía que determinan los recursos energéticos, su exploración y refinación y su disponibilidad y distribución; la tecnología involucrada en la investigación y desarrollo de fuentes energéticas y en la eficiencia energética; los gobiernos que definen las políticas de subsidios, del mix energético, el tema de las energías renovables y la seguridad energética; las organizaciones internacionales vinculadas al sector como la OPEP, AIE, IRENA, IGU, WEC, IAEA, AEN,, etc.; los ambientalistas que presionan para la adopción de energías renovables y promueven campañas de reducción de emisiones de CO₂; el sector eléctrico relacionado con la diversificación de fuentes y generación y sistemas reticulados de transmisión y distribución y, finalmente los

consumidores, por lo general muy sensibles a los precios y muy activos en la presión sobre políticas energéticas.

En las perspectivas para el análisis de las realidades globales de la energía, se han tomado en cuenta estudios de instituciones y empresas especializadas en el sector, tales como OPEP, AIE, Statoil, Exxon Mobil, Brithis Petroleum, y Shell. Igualmente se han considerado aspectos claves que sustentan las perspectivas analizadas, tales como un estimado de la población mundial para 2040 de 9000 millones de habitantes; tendencias hacia la urbanización de la población mundial; crecimiento económico global promedio (PIB) entre 1.5 y 3.3%; incremento de la participación de energías renovables en la matriz energética global y la tendencia a maximizar la electrificación del mundo, considerando que el mayor uso de las fuentes energéticas primarias es en la producción de electricidad.

Se han considerado igualmente aspectos claves de las perspectivas analizadas, tales como el hecho de que a mayor demanda energética será en los países en desarrollo; igualmente la tendencia a un mayor esfuerzo para resolver los

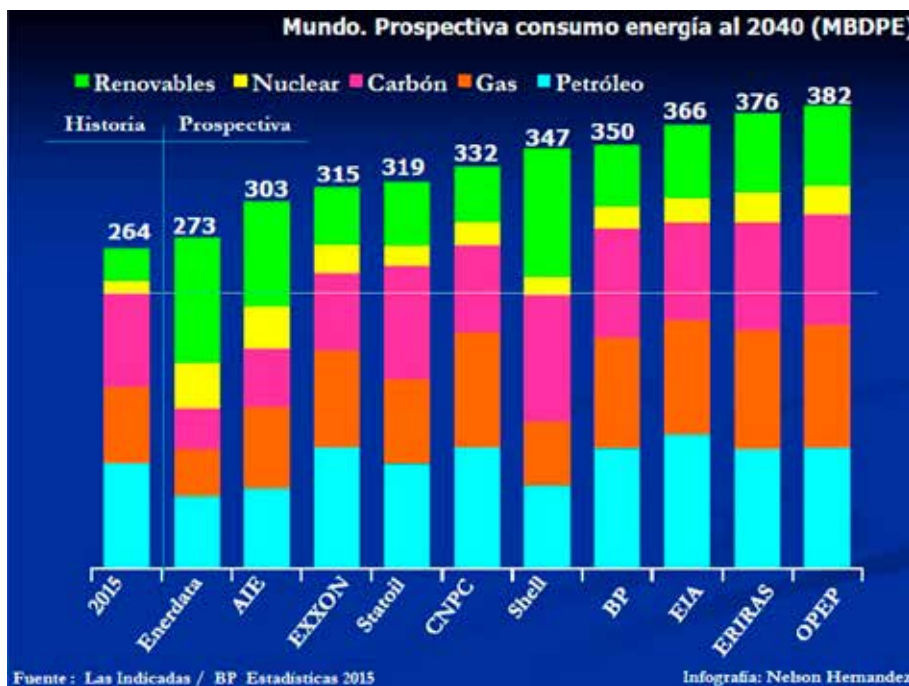
problemas del cambio climático, la importancia de la seguridad energética en los países desarrollados, la volatilidad de los precios de las fuentes de energía no renovables, y las innovaciones tecnológicas que están surgiendo en las fuentes eólica y solar.

Las tendencias energéticas mundiales

En los últimos 20 años se han venido registrando importantes cambios en el mercado energético, que en su conjunto han afectado a todas las fuentes de energía. El petróleo ha sido por varias décadas la primera fuente de energía primaria en el mundo; hasta la década de 1960 - 1970 la demanda global de energía se abastecía en casi un 50% a partir del petróleo. A pesar de haber mantenido su crecimiento en cuanto a volumen, la aceleración de la demanda energética, aunada a factores de carácter económico, estratégico y tecnológico, ha hecho que su participación haya ido disminuyendo en favor de otras fuentes de energía como las renovables y el gas natural. El siglo XXI presencia una verdadera explosión de estudios prospectivos. Gobiernos nacionales,

organismos internacionales, empresas, organizaciones sociales utilizan dicho instrumento. En el origen de la disciplina su práctica se limitaba a Europa Occidental y a algunas grandes empresas y organismos oficiales, pero rápidamente se propagó y hacia el final del siglo XX se registraban varios centenares de estudios prospectivos en curso principalmente en los países de alto desarrollo.

Por aquello de: **Sin energía no hay desarrollo**, las perspectivas energéticas han tomado una importancia vital en la planificación global, regional y local. Gobiernos, sectores productivos y hacedores de políticas públicas están pendientes de las diferentes perspectivas que en esta área realizan organismos internacionales y empresas energéticas.



En el gráfico anterior, se ilustran las proyecciones del consumo, con base a 2015 y hasta 2040, formuladas por diferentes instituciones y empresas vinculadas globalmente al sector energético. De los 264 MBDPE registrados en 2015 como consumo del conjunto de las diferentes fuentes de energía disponibles, las estimaciones de la OPEP señalan que para 2040, el consumo global podría elevarse hasta 382 MBDPE, con un incremento sustancial de energías renovables, mientras –según esta organización– el consumo de petróleo se mantendrá estancado a niveles similares de 2015. La Agencia Internacional de Energía (AIE) pronostica cifras más conservadoras del consumo global, con un pronóstico de 303 MBDPE, pero con un mayor incremento de las fuentes renovables y una caída notable de la demanda petrolera.

Estos cambios en el consumo petrolero está atado a la creciente preocupación y demostración de los efectos de la emisión de gases de efecto invernadero, a los que se atribuye un importante peso sobre el calentamiento global. Este factor está generando mundialmente una serie de compromisos (COP21), que aun cuando en el corto plazo puedan encontrar escollos de carácter

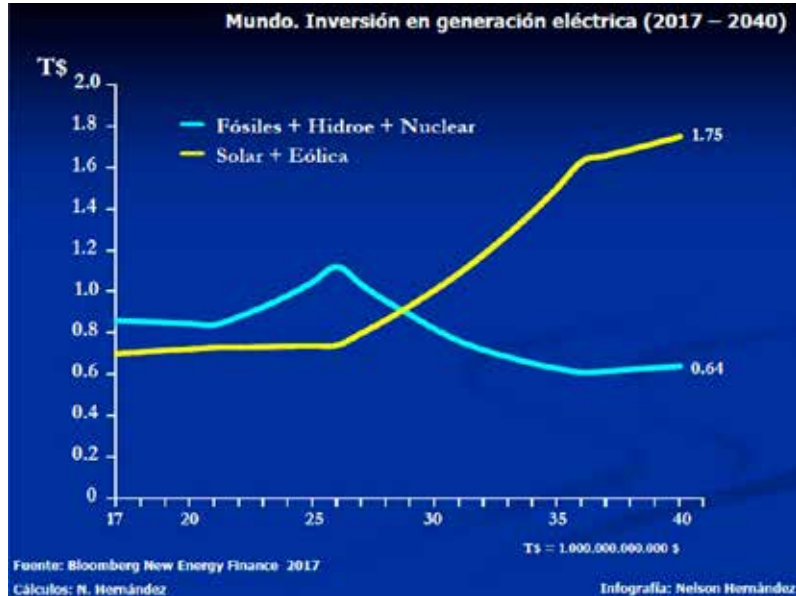
político, como los pronunciamientos del actual gobierno de Estados Unidos, cada vez gana más adeptos en pro de la reducción de las emisiones del uso de combustibles fósiles, estimándose que a mediano plazo dichos compromisos generen fuertes estímulos al desarrollo y uso de fuentes energéticas alternativas, así como al desplazamiento en primer término del carbón para generación eléctrica, y paulatinamente una reducción más acelerada de la participación del petróleo en la matriz energética global.



la proyección señala que para el 2050 las fuentes energéticas no emisoras de CO2 deberían representar el 51.7% del total de la demanda energética.

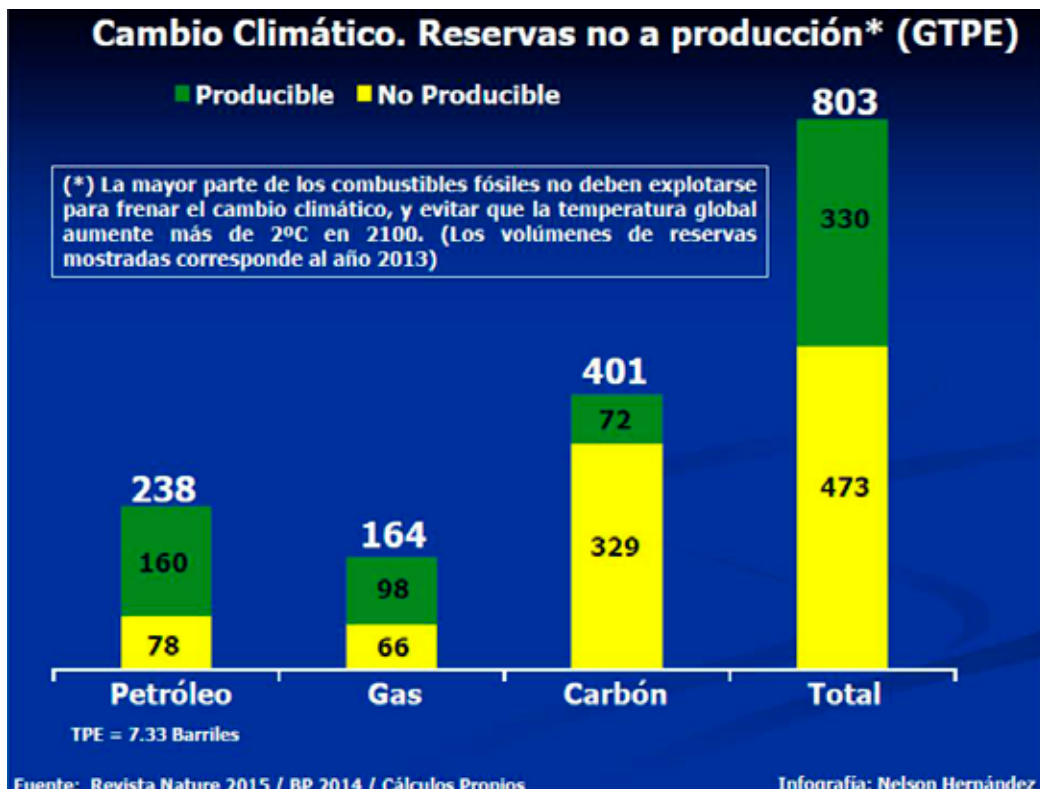
Es impactante la baja en el consumo de las energías fósiles, al comparar los volúmenes de 2015 con los del 2050. Es decir, una disminución de 7.4 MBDPE en gas; 23.5 en petróleo y 37.2 en carbón. Por otra parte, se observa la tendencia de electrificación del mundo. La energía utilizada en la generación de electricidad alcanza el 49 % en el 2050. Este porcentaje para el 2015 se situó en 39 %.

Este cambio para alcanzar tal electrificación se ve reflejado en la grafica a continuación donde se muestra la inversión anual en generación eléctrica, estimándose que para el año 2030 las inversiones en las fuentes solares y eólicas superaran las destinadas a combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas), hidroelectricidad y nuclear.



Los cambios y el impacto en el petróleo

Las políticas para controlar el cambio climático se estima que igualmente tendrán un notable efecto en cuanto a la disponibilidad para la explotación de los combustibles fósiles, tal y como se ilustra en el grafico siguiente.



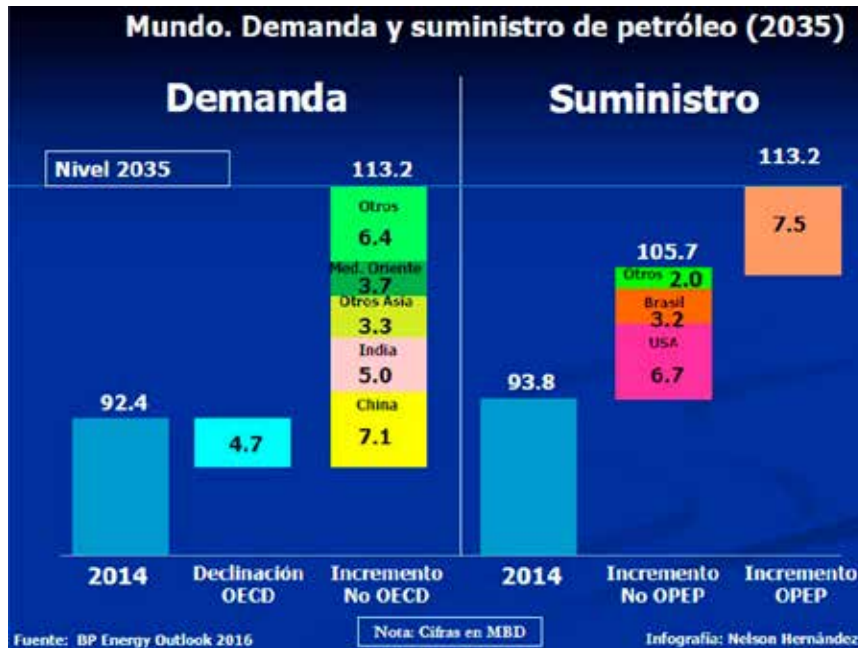
Se aprecia en este gráfico que, según las tendencias señaladas, el mayor porcentaje de las reservas de combustibles fósiles no deberían explotarse, a fin de lograr la meta de que el incremento de la temperatura atmosférica global no supere los 2°C. Es obvio que esta tendencia va a tener un

impacto apreciable en la economía petrolera de Venezuela, país con las más grandes reservas de hidrocarburos, mayoritariamente de crudos pesados y ex pesados, muy probablemente no podrán económicamente y ambientalmente ser explotadas.

En el gráfico siguiente, se puede apreciar que según BP Energy Outlook 2016, la demanda petrolera para 2035 será de 113.2 MBD, con China como el mayor crecimiento de la demanda con 7.1 MBD, seguido de la India con 5.0 MBD. En cuanto al suministro, los Estados Unidos será para el año señalado, será el de mayor incremento en la oferta con 6.7 MBD. El incremento de lo que hoy es OPEP, es de 7.5 MBD en el periodo de análisis de 20 años. Es importante analizar esta cifra.

Veamos: Esto representa un incremento anual de 0.375 MBD, que tomando una equidad en la distribución de dicho incremento representa 0.031MBD (31.2 kBD) anual para cada miembro de OPEP.

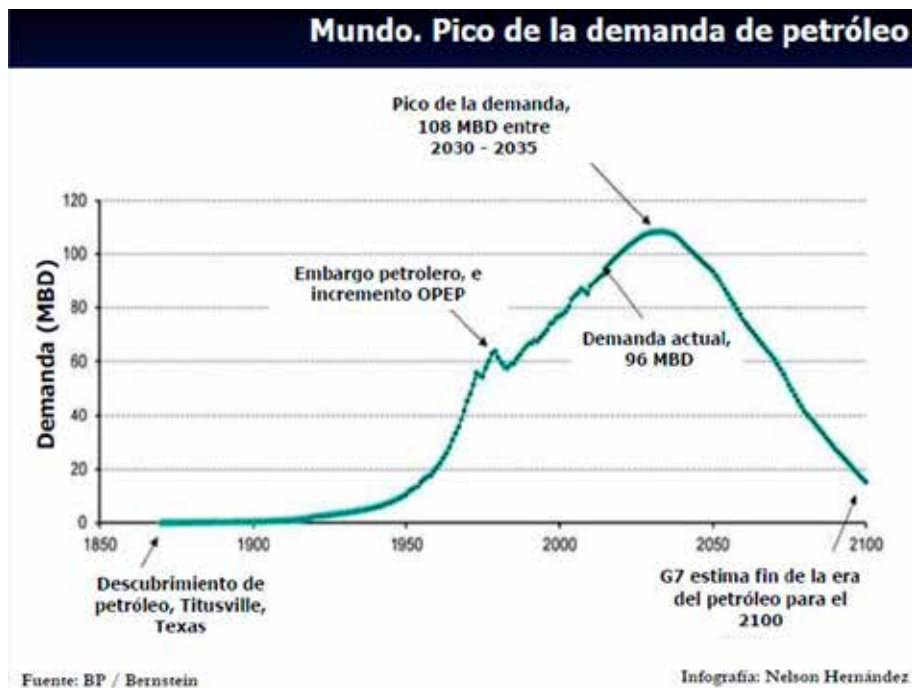
Es aquí donde pierden sustentación muchos planes de incrementar la producción petrolera de Venezuela en los próximos años. Es decir, llevarla a 4 MBD y algunos osados, indican hasta 10 MBD.



En el supuesto negado de alcanzar tales producciones en los próximos años, partiendo de la producción actual de 1.5 MBD, implicaría un aumento de 1.7 MBD para situarse en el

volumen producido en 1999, y de 2.5 y de 8.5 MBD para los volúmenes planificados indicados anteriormente.





Ahora bien, el problema que hoy se vislumbra es un pico de la demanda mundial de petróleo que se sitúa entre los años 2030 y 2035, como lo indica la gráfica anterior. A partir de allí, la demanda inicia un decrecimiento hasta estabilizarse en el 2100 en 18 MBD.

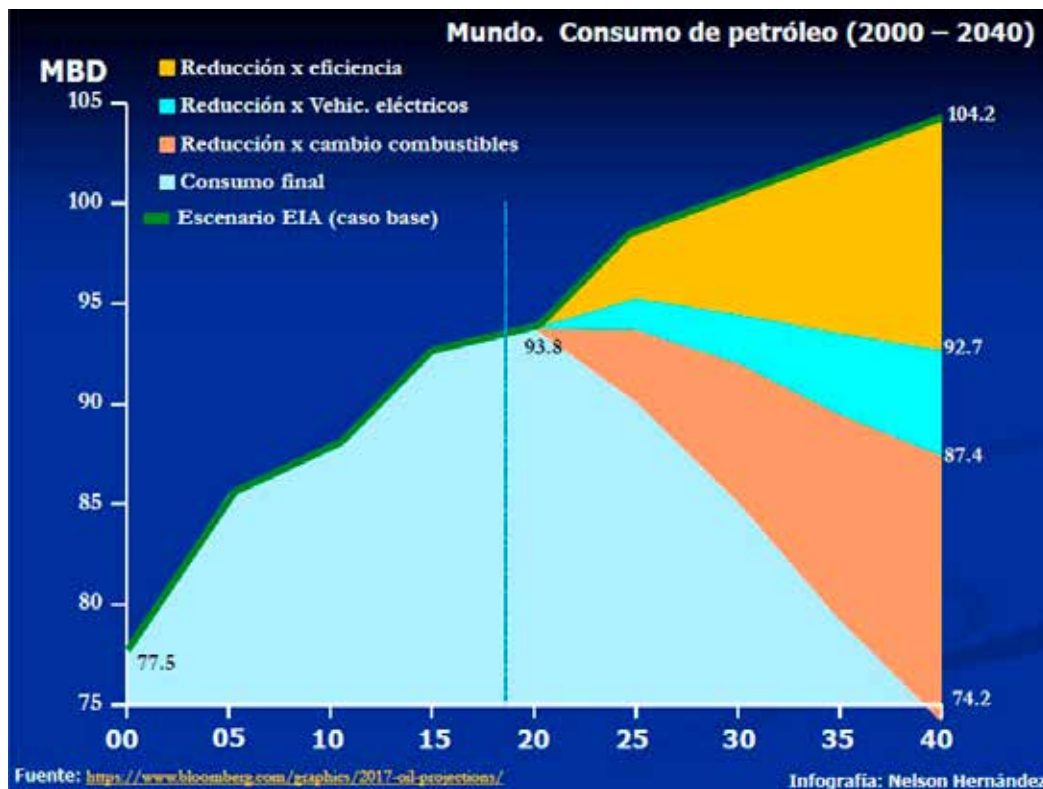
Esta situación del pico de la demanda (perdida de mercado) debe tenerse muy en cuenta para

la elaboración de los planes de producción de petróleo a futuro en Venezuela.

Es decir, si hay una demanda decreciente, vale la pena que el estado venezolano invierta en incrementar el potencial de producción de petróleo, o es más beneficioso que el estado privatice todo lo relacionado con la industria de los hidrocarburos en Venezuela?

Por otra parte, una visión más cercana, es la mostrada en la grafica a continuación, donde se observa la reducción del consumo de petróleo. De no hacerse nada, la demanda de petróleo para el 2040 se situaría en los 104.2 MBD, de

acuerdo al caso base de la EIA. Sin embargo, los compromisos del COP21 para la mitigación del cambio climático conllevan a un conjunto de acciones para lograrlo, y las cuales están circunscritas en tres grandes bloques. A saber:



- Reducción por eficiencia energética: Comprende un aumento en la eficiencia energética a todo nivel: Edificios, oficinas, equipos eléctricos, generación eléctrica distribuida, mejores materiales aislantes, etc. Dentro de ese bloque se lograría una reducción de 11.5 MBD al año 2040.
- Reducción por uso del vehículo eléctrico: Cada día se incorporan al parque automotor más vehículos eléctricos. Estimándose que para el 2025 se ha reducido el consumo de petróleo en 2 MBD. La prospectiva de la participación del vehículo eléctrico para el 2040 es de 33 % del parque automotor mundial, lo que representa una disminución de 5.3 MBD en el consumo de petróleo.
- Reducción por cambio de combustibles: Muchos de los procesos industriales, comerciales y de servicios se verán obligados al cambio de combustibles más amigables al ambiente, lo cual repercute en una baja en el consumo de petróleo del orden de los 13.2 MBD al año 2040.

En definitiva el consumo de petróleo al 2040 pasaría de 104.2 MBD a 74.2 MBD. Es decir, una reducción neta de 30 MBD. Este volumen es el 94 % de lo que produce la OPEP. En otras palabras, es como si la OPEP dejara de producir en el 2040.

Este es otro aspecto a considerar al realizar prospectivas de aumento del potencial de producción de petróleo en Venezuela.

Lecciones aprendidas

Las realidades globales de la energía y sus tendencias mundiales señalan que todas las prospectivas contemplan un aumento de las energías no emisoras de gases de efecto invernadero, aunque algunas no reflejen aun los compromisos derivados de la Cumbre del Clima y Acuerdo climático de Paris (COP21). La electrificación del mundo luce como la tendencia más relevante. En cuanto a la demanda petrolera, los diferentes escenarios pronostican un pico de crecimiento hasta 2030-2035 y, a partir de entonces se producirá una progresiva caída en cumplimiento del referido acuerdo climático de Paris (COP21), lo cual implica la no producción del 60% de las reservas de energías fósiles actuales. Se destacan diversas señales que apuntan al objetivo de descarbonizar al mundo.

Dentro de estas destacan:

- Un nuevo paradigma se construye: Cambiar la exportación de petróleo por electricidad solar en el Medio Oriente (DESERTEC)
- Países que en horas pico satisfacen todas sus necesidades eléctricas con energías renovables
- Generación distribuida y auto generación con base solar y eólica (Democratización de la energía)
- Igualación precio carros (eléctricos y a gasolina) en el 2023. Carros autónomos (Democratización del transporte)
- Tendencia mundial a taxis y buses 100 % eléctricos. China cambio de 75000 taxis en 3 años
- India planea vender solo carros eléctricos en el 2030
- Casa energizada Tesla (powerwall)

Todo lo anterior se reduce a: **Un mayor consumo de energía con una menor emisión de gases de efecto invernadero, especialmente el dióxido de carbono (CO2) proveniente de la combustión de las energías fósiles.**

Como corolario final podemos indicar lo siguiente:

- El mundo prospectivo energético nos está señalando un nuevo paradigma como es el de abandonar las energías fósiles emisoras de gases de efecto invernadero, como las fuentes principales para satisfacer los requerimientos de energía en la matriz global.
- Esta etapa de transición es la puerta para llegar a la fuente energética que busca la humanidad, la cual debe ser abundante, disponible, segura, de fácil acceso económico y amigable al ambiente, es decir, SUSTENTABLE.
- Hoy se vislumbran dos fuentes que cumplen con estos requisitos: la fusión nuclear y la solar espacial. Ambas en pleno desarrollo y con metas comerciales a partir de 2040.

En tal sentido, toda prospectiva que se haga sobre la industria petrolera venezolana debe tomar en cuenta el entorno internacional que se vislumbra: Mayor uso de las fuentes energéticas amigables al ambiente, un mundo electrificado y una sobre oferta de petróleo.

Bibliografía / Netgrafía

Las fuentes bibliográficas consultadas pertenecen en su mayoría a la INTERNET, por ser el tema de las perspectivas energéticas un tópico dinámico y cambiante, y es allí donde se consigue la información más reciente. Dentro de estas fuentes están:

[AIE](#) [IRENA](#) [The Energy News](#) [BP](#) [IRENA](#)
[REN21](#) [Gerencia y Energía](#) [Shell](#)
[OPEP](#) [La Pluma Candente](#) [EIA](#) [Enerdata](#) [KNOEMA](#)
[CERI](#) [WEC](#) [Energías Renovables](#) [ExxonMobil](#)
[Chevron](#)[Texaco](#)







TENDENCIAS MUNDIALES

del sector eléctrico

ING. **NELSON** HERNÁNDEZ



Tendencia Mundial del Sector Eléctrico

Conversatorios Realidades Globales sobre la Energía y el Petróleo, auspiciados por UNIMET, CELAUP y COENER. Enero 2018.

Académico. Ing. Nelson Hernández
Energista

Correo – e personal: gashernel@gmail.com

Twitter: @energia21

<https://www.linkedin.com/in/nelsonhernandez-9273522>





Resumen

- **El servicio eléctrico es vital para el desarrollo armónico de un país. Hoy en día sin electricidad, es imposible realizar cualquier actividad del quehacer diario.**
- **La autogeneración eléctrica descentralizada democratizará su comercialización. Todos pueden comprar y todos pueden vender.**

El descubrimiento de la electricidad y su dominio, ha sido después del descubrimiento del fuego en los albores de la aparición del hombre, lo que ha permitido a la humanidad dar, en los últimos 100 años, el salto cuántico para alcanzar su actual status de “sociedad del conocimiento”, y continuar su evolución para una mejor calidad de vida, en los siglos venideros. En otras palabras, un dominio de una fuente energética trae implícito un progreso de la humanidad.

Aun cuando han transcurridos 266 años de tal descubrimiento, es ahora cuando el mundo muestra una tendencia clara de maximizar el uso de la electricidad en la mayoría de equipos y servicios, siendo el vehículo eléctrico la máxima representación de dicha tendencia.

Del desarrollo del presente documento sobre la Tendencia del Sector Eléctrico a nivel mundial, se desprenden las siguientes reflexiones:

- Desacoplamiento de la economía mundial del consumo de combustibles fósiles, con el objeto de combatir el cambio climático
- Para el 2050, la energía dedicada a la obtención de electricidad se incrementa en un 10 % con respecto al año 2015
- En un mundo electrificado, las energías amigables al ambiente tendrán predominio en la generación de la electricidad
- La generación distribuida localmente eliminará a la centralizada ubicada a distancias considerables del sitio de consumo, mejorando así la eficiencia energética en el sector. En materia de transmisión la tendencia es enviar corriente directa por sus bajos costos de infraestructura y de operación

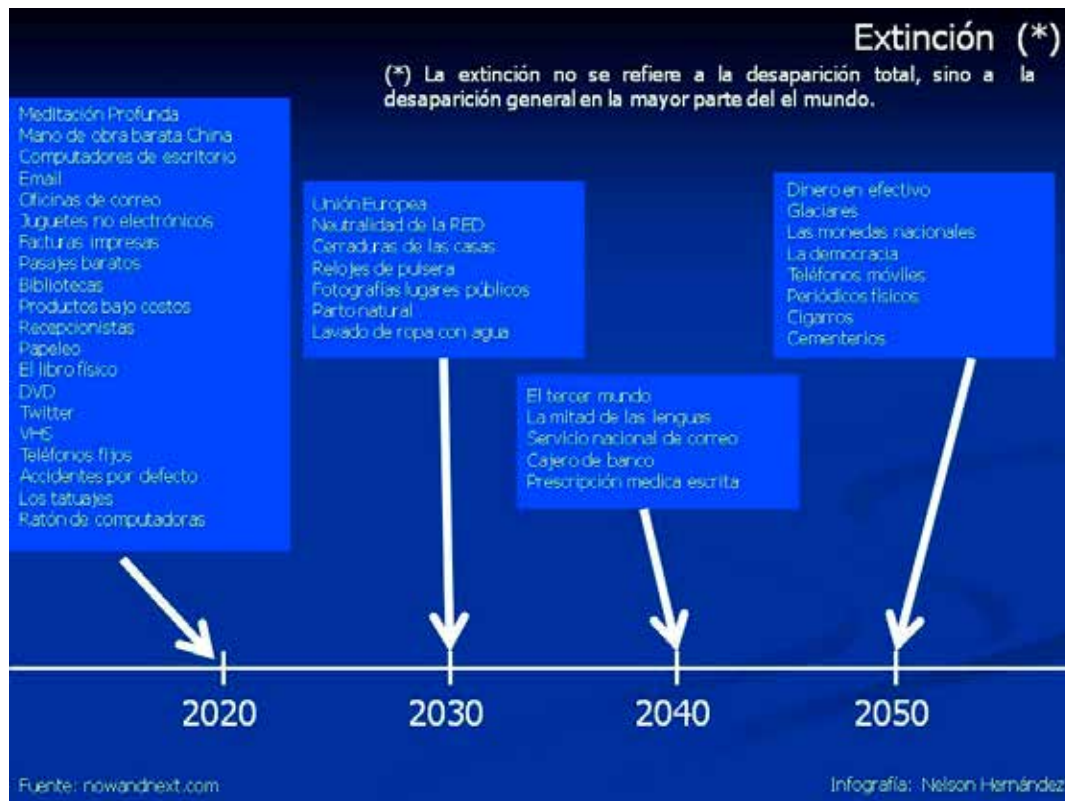


- La tecnología de almacenamiento de energía eléctrica vía baterías permitirá quitarle a la producción proveniente de las fuentes solares y eólicas la incertidumbre de disponibilidad. (eliminación de la intermitencia)
 - Las tecnologías solar espacial y fusión nuclear, hoy en sus primeros pasos, serán las fuentes del futuro en la generación eléctrica. Estas tecnologías tienen como meta disponer de plantas comerciales a partir del 2040
 - La transformación de un mercado lineal actual a un mercado abierto y competitivo, permitirá la participación de muchos actores: generando, transmitiendo, almacenando, distribuyendo y consumiendo energía eléctrica.
- Finalmente, tendremos un mundo consumiendo más energía, pero con menos emisión de CO2. Este cambio de paradigma impactará profundamente el modo de obtener y consumir la electricidad

Introducción

La dinámica por cambiar las cosas para obtener una mejor calidad de vida origina en la sociedad una constante búsqueda en conocer mejor lo que la rodea, apoyándose en la modificación tecnológica de lo existente.

Es así como muchas de las acciones que realizamos se convierten en viejos paradigmas, lo que conlleva a la extinción de ideas y hábitos, dando paso a nuevos paradigmas, que con el transcurrir del tiempo se volverán obsoletos. La gráfica a continuación muestra un listado de esas cosas en vías de extinción, entendiéndose por esta, no la desaparición total... sino a la desaparición general en la mayor parte del mundo.



En el corto plazo ya estamos observando esa tendencia. Entre otras: el uso cada día menos del teléfono fijo, el libro físico, las bibliotecas tradicionales, facturas impresas, las oficinas de correo, etc. En el mediano y largo plazo: cerraduras de las casas, barreras de idioma,

cajero físico (la persona) de los bancos, dinero en efectivo, las monedas nacionales, cementerios. A nivel del sector energético, también se vislumbran cambios. La gráfica a continuación muestra un listado de estos. Para el periodo 2015 - 2050, se pronostica: Las redes locales

Tendencias en materia de energía

2010-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2035	2035-2050
<ul style="list-style-type: none"> ■ Uso carbón Limpio ■ Negavatlós ■ Caos del carbono ■ Inversiones energías renovables ■ Resurgir de la nuclear ■ Micro generación eléctrica renovable ■ Auto control energía doméstica ■ Almacenamiento de energía ■ Biocombustibles 3ra generación 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Redes locales de transmisión de energía ■ Redes eléctricas inteligentes ■ Escasez de electricidad ■ Nano solar 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Primer reactor nuclear de torium (India) ■ Edificios generan su propia electricidad ■ Fabricación agua sintética ■ 80 % energía es fósil ■ Generación electricidad solar (ventanas) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Cantidad de agua usada en productos ■ Utilización del calor de los océanos 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Tarifas únicas mundiales para la electricidad ■ Reactores fusión nuclear ■ Energía solar espacial



de transmisión de energía, la redes eléctricas inteligentes, Primer reactor nuclear de Torio, auto generación eléctrica en los inmuebles, utilización del calor de los océanos, tarifas únicas para la electricidad a nivel mundial, reactores de fusión nuclear y la energía espacial solar.

Para alcanzar esas modificaciones de hábitos y tecnología, el Grupo de los Siete (G7)¹ estableció en junio 2015 un conjunto de estrategias macro que se indican a continuación:

¹ **Grupo de los siete**, es un grupo informal de países del mundo cuyo peso político, económico y militar es tenido como relevante a escala global. Está conformado por Alemania, Canadá, Estados Unidos, Francia, Italia, Japón y Reino Unido. Además, la Unión Europea cuenta con representación política.

- Evitar que el calentamiento promedio de la superficie del planeta supere los 2 °C para finales de siglo.
- Desacoplar la economía mundial del consumo de combustibles fósiles.
- Reducir las emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero en un 40 %, con respecto a la de 2009, para el 2050
- Transformar el sector energético para el 2035, movilizándolo 100 G\$ anualmente en financiamiento destinado a los países en desarrollo, iniciando en el 2020, para proyectos energéticos sustentables.



Un mundo consumiendo más energía...pero con menos emisión de CO₂

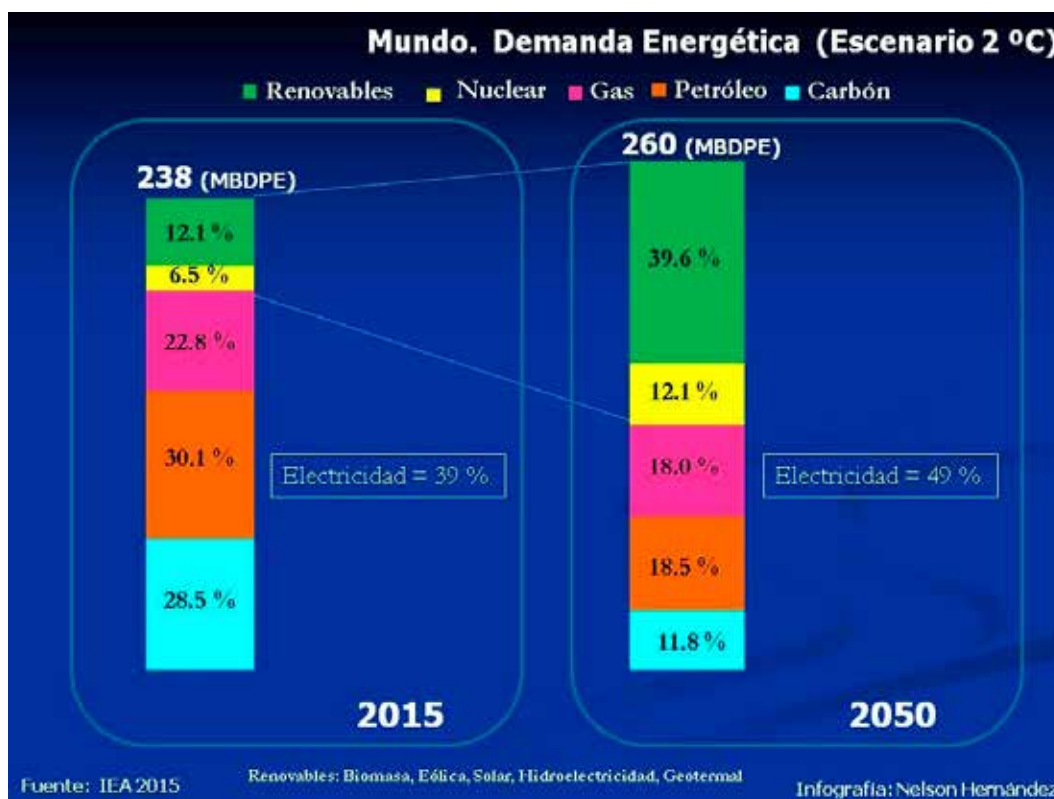
En resumidas cuentas, pasar del Protocolo de Kioto en 1997 al COP21 (París) en el 2015, con miras a mitigar el cambio climático y crear un mundo electrificado, es decir, todo o casi todo funcionando con electricidad mediante cambios de paradigmas, principalmente, en el sector transporte (cambio motor de combustión interna), en el desarrollo de la internet de las cosas y la eliminación de las centrales termoeléctricas a carbón. En otras palabras:

Lógicamente este cambio de paradigma impactará profundamente el modo de obtener y consumir la electricidad, lo cual debe cumplir con la premisa de menos emisiones de carbono, y este es el objetivo que persigue el análisis a continuación.

La Matriz energética al 2050

Construir el futuro que se desea es una tarea ardua por las relaciones interdisciplinarias que están en juego. Una prospectiva energética conlleva al cambio de hábitos de las personas,

analiza el crecimiento poblacional y su ubicación espacial y la modificación relacional del hombre con el ambiente, todo dentro del marco del desarrollo tecnológico.

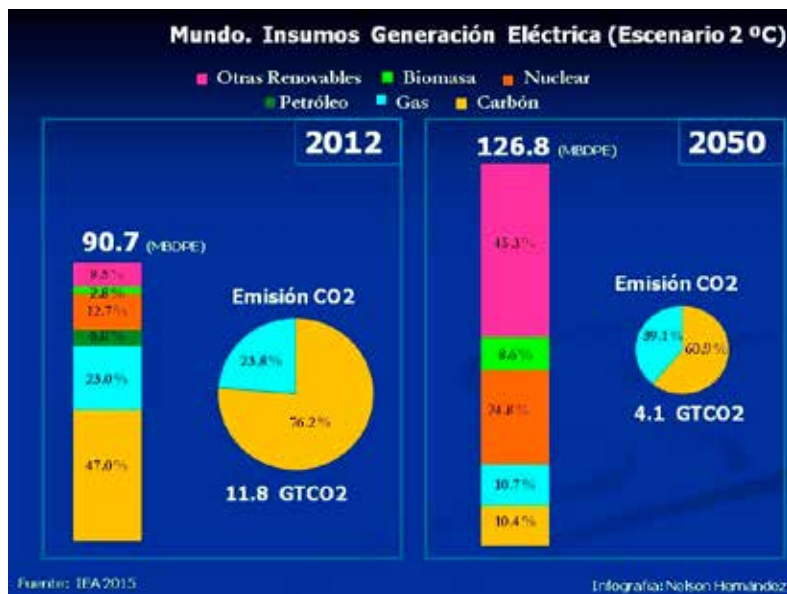


La grafica anterior, muestra una prospectiva energética al año 2050 dentro del escenario² de 2 °C, teniendo como base el año 2015.

La demanda energética se sitúa en 260 MBDPE en el 2050, un crecimiento de 22 MBDPE al compararlo con el consumo del 2015. Un crecimiento interanual de 0.88 MBDPE. Se observa, el auge de las energías amigables al ambiente (incluyendo la nuclear) al pasar de una participación del 18.6 % en el 2015 a 51.7

% en el 2050, como resultado del cambio de la matriz energética con miras a mitigar el cambio climático. Como consecuencia de la premisa de tener cada día un mundo más electrificado, la participación de la energía utilizada para generarla pasa de 39 % en el 2015 a 49 % en el 2050. Es decir, un incremento del 10 %, equivalente a 34.6 MBDPE.

La grafica a continuación presenta la participación de las distintas fuentes energéticas



utilizadas para la generación de electricidad, en el escenario de 2 °C.

Es notable la reducción de las fuentes emisoras de gases de efecto invernadero, cuya participación en el 2050 es de 21.1 %, cuando en el 2012 era de 76 %. Es decir, una disminución porcentual de 54.9 %. Lógicamente, la reducción de CO2

es el resultado de esta estrategia. Las emisiones pasan de 11.8 GTCO2 a 4.1 GTCO2, una caída global total de 7.7 GTCO2.

Como corolario podemos indicar que la evolución de la matriz energética mundial tiende a utilizar más fuentes energéticas amigables al ambiente en un mundo electrificado.



Tendencias del sistema eléctrico

Los cambios que ocurren en cualquier sistema, generalmente, no ocurren al azar, sino que obedecen a modificación de los elementos (internos y externos) que componen el sistema, y que se denominan “los factores de cambio”. En los próximos 10 años, los cambios que presentara el sistema eléctrico es el descrito a continuación:

- **Energía solar en todas partes:** La disminución en el costo de la tecnología fotovoltaica impulsará un aumento de 3.7 millardos de \$ en inversiones en energía solar, tanto a gran escala como a pequeña escala.

- **Fortalecimiento del PROSUMER:** Alrededor de 2.2 millardos de \$ irán a proyectos de solar PV en los techos de las viviendas y otros sistemas fotovoltaicos locales, alcanzando la independencia energética.
- **Demanda disminuida:** Las acciones tecnológicas en eficiencia energética en áreas tales como la iluminación y el aire acondicionado, ayudaran a limitar el crecimiento de la demanda de energía mundial. En los países de la OCDE, la demanda de energía será menor en 2040 que la del 2014.



- **Competencia fósil:** Decisión basada en abundancia y costo ambiental (LCOE). El carbón, desplazado por gas lutítico e hidratos de metano.
- **Peligro Climático:** La tendencia para el largo plazo – 2040 - , es descarbonizar la matriz energética global con el objeto de controlar el fenómeno de cambio climático.

La grafica a continuación, muestra las tendencias más destacadas que conformaran un nuevo sistema eléctrico a nivel mundial. Es un nuevo paradigma que afectara la forma de producir, transportar, distribuir y consumir electricidad. Más aun el consumidor es actor activo en el sistema. A continuación una breve descripción.

Global:

- Se vislumbran menores precios de la electricidad y con tarifas regionales. Muchos estudiosos indican tarifas internaciones únicas.
- El diseño de las nuevas ciudades y

las modificaciones a las existentes consideraran la relación armónica entre el individuo y su entorno ambiental. Es el cambio de las Metrópolis por las Ecópolis.

- El desarrollo del internet de las cosas, en pleno apogeo, requerirá cada día más de un sistema eléctrico de calidad





Generación:

- La supremacía de las energías renovables en la generación de electricidad es un hecho irreversible. La construcción de Híper granjas solares y eólicas abaratarán el costo del Kwh.
- La generación distribuida localmente eliminará la generación centralizada

ubicada a distancias considerables del sitio de consumo, mejorando así la eficiencia energética en el sector. Uno de los proyectos es el DESERTEC propuesto para ser desarrollado en el desierto del Sahara con lo cual se cubriría las necesidades eléctricas de toda Europa.

- La metodología de los costos nivelados de generación será la base principal para la escogencia de la tecnología para generación eléctrica. Ya las energías eólica y solar compiten abiertamente con las fuentes de generación convencionales.
- La tecnología de almacenamiento de energía vía baterías será la que permitirá quitarle a las generaciones solares y eólicas la incertidumbre de disponibilidad. (eliminación de la intermitencia)
- Las tecnologías solar espacial y fusión nuclear, hoy en sus primeros pasos, serán las fuentes del futuro en la generación eléctrica. Estas tecnologías tienen como meta disponer de plantas comerciales a partir del 2040.
- El uso del almacenamiento de electricidad como back up en caso de falla. En noviembre 2017, el primer prototipo instalado por TESLA en Australia, parque eólico Hornsdale, funcionó satisfactoriamente con un tiempo de respuesta de 100 MW en 140 milisegundos.



Transmisión:

- La sustitución de la transmisión de corriente alterna por corriente continua, para darle mayor eficiencia a la transmisión y bajar los costos de inversión. Una línea para transmitir corriente continua es más barata en 1/3 que una de corriente alterna.
- Por la incorporación de las tecnologías cibernéticas al sistema eléctrico cada día las redes se hacen más inteligentes. Mediante dispositivos electrónicos

se balancea el sistema. Donde generar y donde enviarla para satisfacer la demanda, todo dentro del menor costo.

- La tecnología Wy-Tricity es la que permitirá la eliminación de la transmisión de electricidad vía cables. Con ello se reduciría las pérdidas por transmisión y los equipos eléctricos se recargarían solos, ya que no tendrían que ser enchufados para obtenerla, tal es el caso de los vehículos eléctricos, teléfonos móviles, tabletas, etc.

Distribución:

- Los medidores inteligentes es el instrumento que permitirá en las redes inteligentes la participación activa del consumidor, el cual se convierte en un PROSUMER³. Este instrumento proporcionará el balance neto entre lo que un usuario consume (paga) y produce (vende) electricidad.
- La autogeneración será cada vez más común

a nivel de inmuebles. Ya existen ciudades que han normado la autogeneración (eólica y solar) estableciendo un porcentaje de las necesidades totales del inmueble. Igualmente se han establecido reglas para darle entrada en las redes eléctricas al excedente de la autogeneración. Todo esto va concatenado con las baterías inteligentes, donde el “wall power” de TESLA tiene hoy el liderazgo.

Todo lo anterior se resume en la siguiente gráfica donde se esquematiza el mercado eléctrico a futuro.

2 PROSUMER: La palabra prosumidor, o también conocida como **prosumer**, es un acrónimo formado por la fusión original de las palabras en inglés producer (productor) y consumer (consumidor). Se trata de un término utilizado en ámbitos muy diferentes, desde la agricultura a la informática, la industria o el mundo de la afición.



Es la transformación de un mercado lineal actual a un mercado abierto y competitivo. Donde muchos actores interactúan, generando, transmitiendo, almacenando, distribuyendo y consumiendo energía eléctrica.

Lecciones aprendidas

Aunque la tendencia es vivir en un mundo electrificado, prospectivas indican que para el 2050, existirán cerca de un millardo de personas que no la tendrán, por múltiples razones, sobre todo las ubicadas en lugares bastantes inhóspitos y remotos a centros poblado. Sin embargo, para estas personas existe una cruzada técnica – económica para abaratar costos en la generación eólica y solar, de manera tal de reducir esa brecha de calidad de vida que proporciona la electricidad, entre los que tienen y no tienen el servicio eléctrico.

Dentro de las ideas esbozadas en este documento, tenemos:

- La Humanidad busca en el siglo XXI un cambio en la triada que la rige: la Economía, la Ecología y la Energía, de tal manera de garantizar su supervivencia con calidad de vida en los próximos milenios.
- En la medida que se adentre el siglo XXI, el uso de los combustibles fósiles, especialmente el petróleo, irán siendo sustituidos por nuevas fuentes de energías mas amigables al ambiente.
- La tendencia mundial es un mayor consumo de energía, pero con menor emisión de CO₂ (reducción energías fósiles) para evitar que el calentamiento promedio de la superficie del planeta supere los 2 °C para finales de siglo
- El medio energético preferido será la electricidad con un 50 % de la energía a consumir en el 2050, dirigida a su obtención. El 80 % de la energía eléctrica generada en el 2050 no emitirá CO₂.
- Para el 2050, de las energías renovables, la solar será la de mayor uso. Seguida por la eólica y la hidroelectricidad
- En un mundo con tendencia de electrificación masiva dentro de un cambio de la estructura energética mundial, el LCOE es una herramienta fundamental para la comparación de los costos unitarios de diferentes tecnologías
- El automóvil eléctrico será el cambio de paradigma más importante en los últimos 100 años
- Para la 2da mitad del siglo XXI, el mundo científico y tecnológico apuesta a la Energía Solar Espacial y a la Fusión Nuclear

como la fuentes principales (...algunos dicen que las únicas) para la satisfacción de los requerimientos energéticos de la humanidad.

- El mercado futuro de la electricidad será abierto y competitivo. Donde muchos actores interactuaran, generando, transmitiendo, almacenando, distribuyendo y consumiendo energía eléctrica.
- El consumidor domestico de electricidad será un participante activo (PROSUMER)
- El almacenamiento eléctrico mediante las baterías inteligentes, eliminaran por completo el paradigma de: La electricidad no se puede almacenar.
- La autogeneración eléctrica democratizara el uso final de la energía. Se consumirá lo que se necesita, el excedente estará disponible, vía inalámbrica o a través de redes inteligentes, al resto de los usuarios.

Finalmente, el servicio eléctrico es vital para el desarrollo armónico de un país. Hoy en día sin electricidad, es imposible realizar cualquier actividad del quehacer diario.

Bibliografía / Netgrafía

Las fuentes bibliográficas consultadas pertenecen en su mayoría a la INTERNET, por ser el tema de las prospectivas eléctricas un tópico dinámico y cambiante, y es allí donde se consigue la información más reciente. Dentro de estas fuentes están:

[AIE IRENA The Energy News REN21 Gerencia y Energía La Pluma Candente EIA Enerdata KNOEMA CERI WEC Energías Renovables TESLA DESERTEC](#)







SITUACION ACTUAL Y FUTURA de la industria Eléctrica en Venezuela

ING. MIGUEL LARA G



En el cuadro que sigue se resumen los aspectos que caracterizan la crisis eléctrica que vive Venezuela, destacándose que el sector eléctrico se encuentra en su peor condición histórica y que el servicio eléctrico se ha convertido en una calamidad social, apuntalado por una única empresa denominada Corpoelec de carácter socialista que sustenta un modelo de gestión centralista, autoritario estatizado, politizado, burocrático, desprofesionalizado, sin gerencia idónea, inmerso en irregularidades administrativas e insostenible económica y financieramente. Este modelo seguiría profundizándose de no haber un cambio político y la incertidumbre es si ante un cambio político, los nuevos actores tomarían las decisiones acertadas.

Situación actual y futura de la electricidad en Venezuela

Situación Actual	Situación futura
<p>Peor condición de su historia DESASTRE/FRACASO/COLAPSO Calamidad social</p> <ul style="list-style-type: none"> ❖ Recurrentes, interminables e imprevistos cortes y apagones ❖ Infraestructura en condición precaria ❖ Carencia de mantenimiento ❖ Burocracia excesiva ❖ Personal desmotivado, con adiestramiento insuficiente, politizado, partidizado, fidelidad y filiación política al servicio de proceso revolucionario ❖ Falta de idoneidad gerencial ❖ Situación económica/financiera deficitaria y saturada de pasivos ❖ Total opacidad informativa sobre indicadores de gestión ❖ Permanente Improvisación ❖ Despilfarro, corrupción, contrataciones irregulares y no rendición de cuentas <p>EMPRESA SOCIALISTA INVIABLE</p>	<p>condicionada al devenir político CERTEZAS E INCÓGNITAS</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Si no hay cambio político se profundizará el modelo socialista (Plan de la Patria) inherente a la ideología en el poder = Profundización del deterioro del servicio eléctrico ▪ Si hay cambio político, este por sí solo, no es garantía de solución de la crisis eléctrica. La recuperación y un nuevo modelo de SEV dependerá de las decisiones políticas de nuevo Gobierno. AN aprobó en 1ª discusión LOSE similar a 1999 (Aplicaba a ese SEV, hoy es otro contexto) <p>SE REQUIERE UN NUEVO SEV, CONSENSO DE TODOS LOS FACTORES DE LA SOCIEDAD, DE UNA VISIÓN COMPARTIDA DE FUTURO, EN CONCORDANCIA CON LO QUE DESEAMOS COMO PAIS.</p>

Ing. Miguel Lara Guareñas

Como y porque se llegó a la situación actual

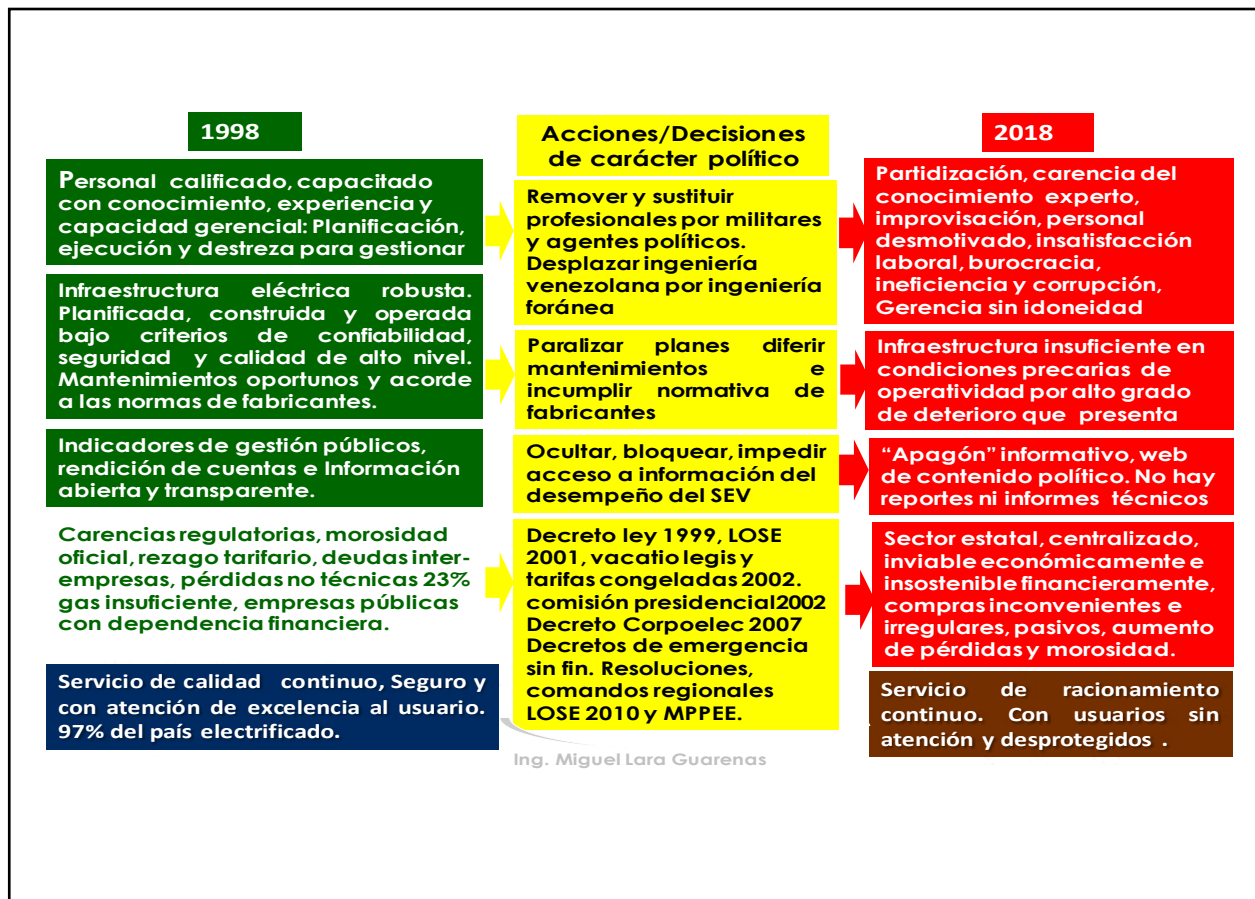
Un diagnostico necesario

En el cuadro siguiente se señalan las características relevantes del Sector Eléctrico Venezolano-SEV para 1998, indicando los aspectos positivos y los principales problemas que se tenían al

momento que Chávez asume el poder. Se indican las acciones/decisiones políticas que se toman desde 1999 y los resultados a los que esas decisiones condujeron. Por lo tanto la situación actual es producto de dichas decisiones y no de las excusas que indican las autoridades eléctricas. Se enfatiza que desde un principio los agentes del sector alertaron al gobierno

hacia donde se dirigía el SEV, de mantenerse el modelo de gestión que se estaba implantando, le indicaron las acciones requeridas y que teniendo

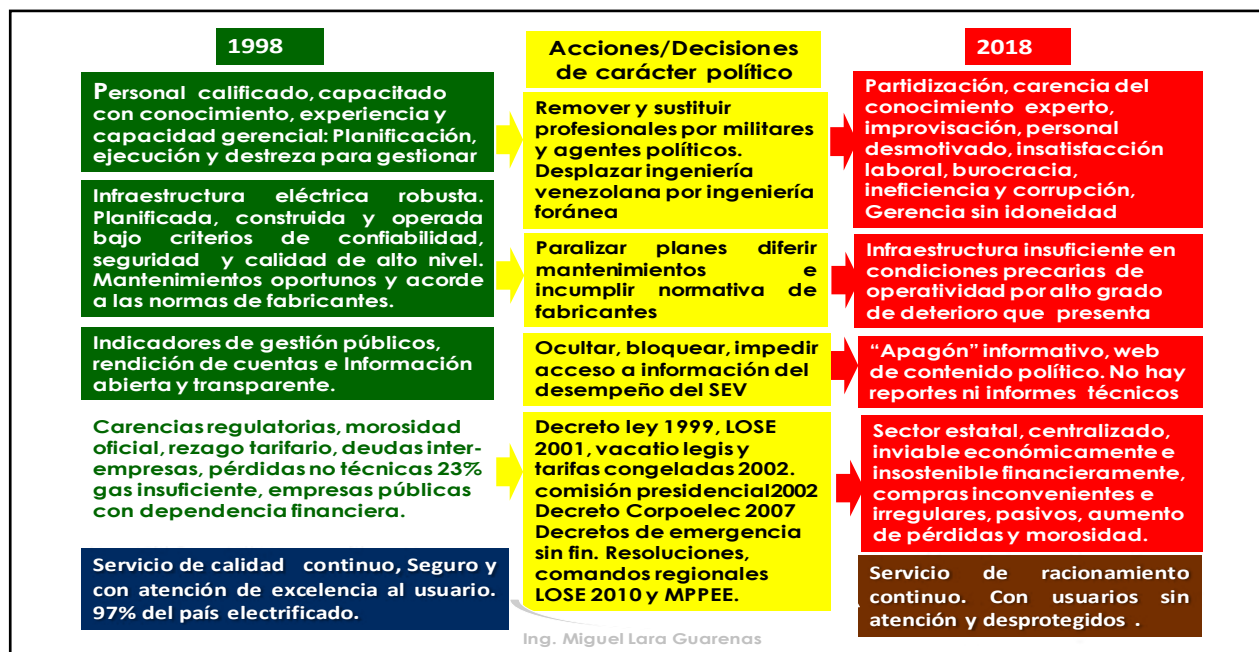
los recursos, el gobierno, con conocimiento de causa, profundizó esas acciones. Por lo que la crisis es inducida con conocimiento de causa.



Situación de la demanda máxima y del consumo de electricidad

En la lámina siguiente se puede apreciar el comportamiento de la demanda de electricidad desde que se conformó el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Hasta 1998 se tuvo un incremento promedio interanual superior al 8% y a partir de 1999 el crecimiento promedio interanual es del 1% Desde 2013 la demanda ha bajado unos 5000

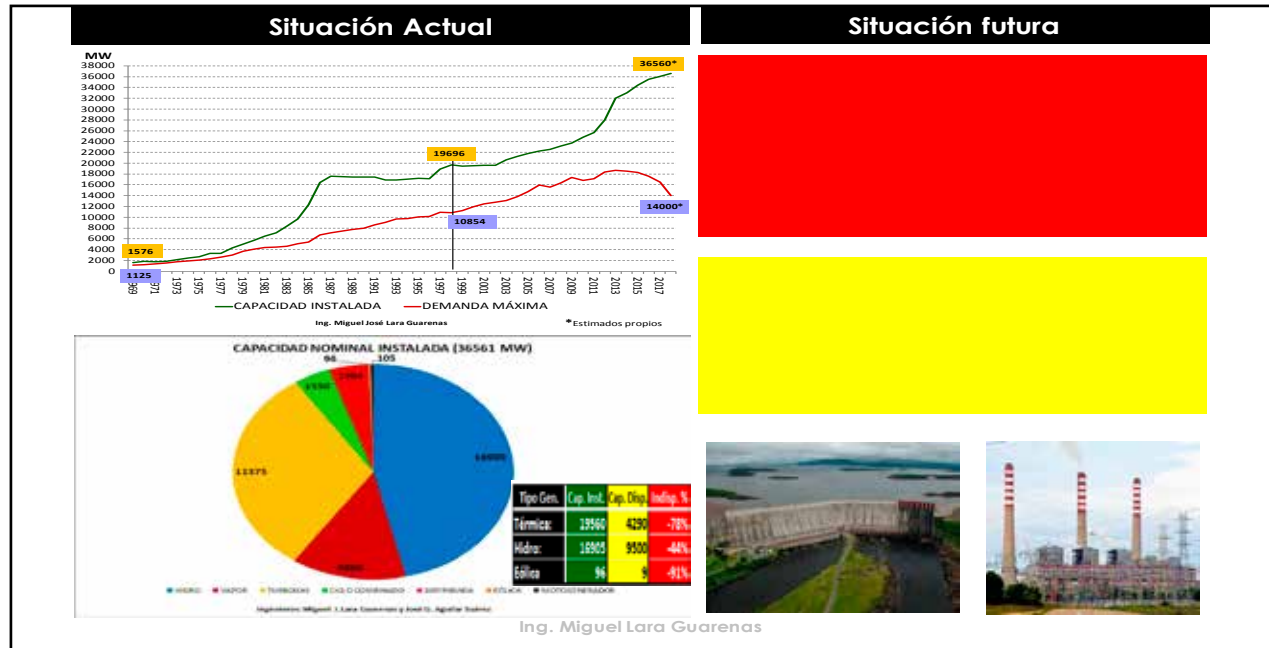
MW y el consumo de energía bajó unos 30000 GWh, Esa caída es equivalentes a más de dos veces y medio el consumo de la región capital. La merma seguirá si no hay cambio político y de ocurrir un cambio político la demanda y el consumo de electricidad pudieran crecer entre un 3% y un 10% promedio interanual durante los primeros 5 años posteriores al cambio, ello en función del nuevo modelo económico y de las medidas que adopte ese nuevo gobierno.



Situación de la capacidad de generación instalada vs Demanda máxima

Los cuadros que siguen señalan que desde que se finalizó Gurí, en 1986, ha existido suficiente margen entre la capacidad instalada y la demanda máxima, diferencia que se amplió a partir del 2012 al incorporarse generación térmica vía decretos de emergencia eléctrica y que no se justifica que actualmente, siendo la capacidad

instalada casi 3 veces la demanda, se tengan racionamientos por déficit de generación, siendo la razón la alta indisponibilidad de la generación térmica (80% inoperativa). Esta tendencia de una creciente indisponibilidad se mantendrá sin cambio del modelo de gestión y de ocurrir un cambio político, el nuevo gobierno deberá centrar sus esfuerzos en poner a funcionar la generación que se encuentra inoperativa más que en comprar nueva generación.

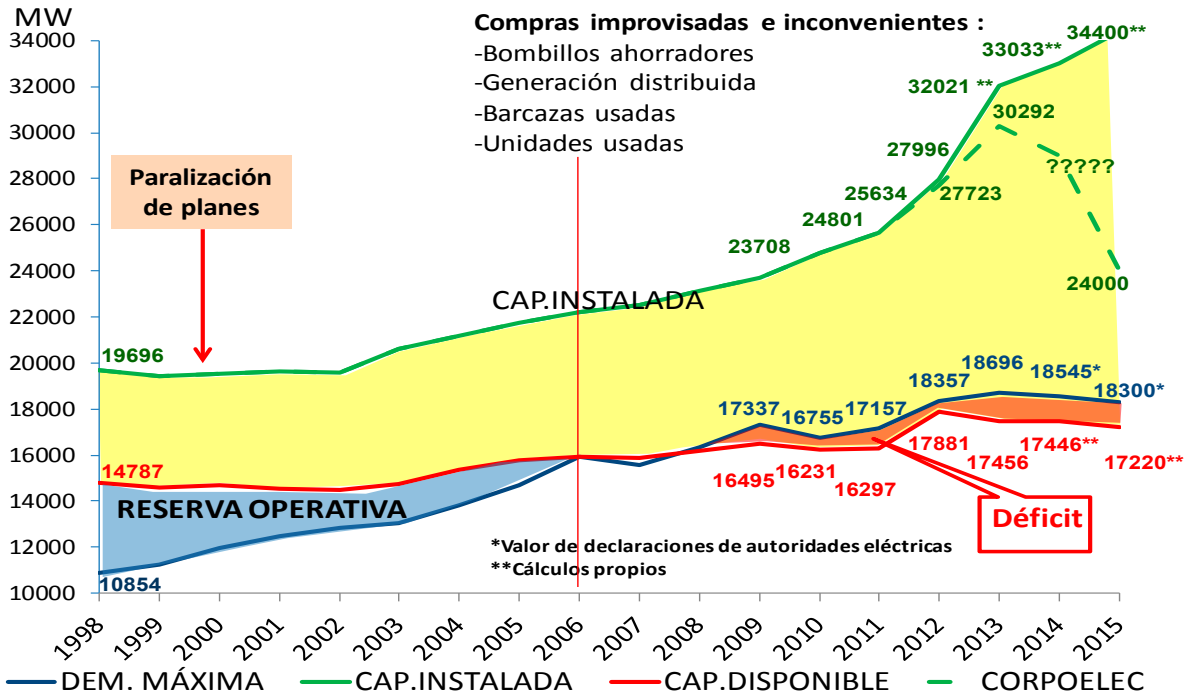


El déficit de generación por indisponibilidad obliga a racionar

En el cuadro que sigue se muestra como desde 1998 la paralización del plan de expansión y un mantenimiento deficiente mantuvo la capacidad de generación estancada por 5 años hasta que se incorporó Caruachi en el 2003, por ello el crecimiento de la demanda junto a la creciente indisponibilidad térmica, dejaron el SEV sin reserva operativa a partir del 2006 y desde entonces el SEV presenta un permanente déficit, aun cuando la nueva capacidad instalada aumenta en 10000 MW mientras la demanda se incrementa en 1000 MW. El déficit persiste porque la indisponibilidad crece a una tasa mayor que la de la capacidad instalada y por ello el déficit se mantiene, aún en condiciones de una demanda decreciente. La gráfica confirma que el déficit es producto de la alta indisponibilidad, principalmente la de tipo térmico.



CAPACIDAD DE GENERACIÓN INSTALADA, DEMANDA MÁXIMA Y GENERACIÓN DISPONIBLE PERIODO 1998 -2015



Ing. Miguel José Lara Guarenas
Ing. Miguel Lara Guarenas

Situación de los sistemas de transmisión y distribución de electricidad

A continuación se detallan los principales problemas en transmisión y distribución, que se suman al déficit de generación, haciendo que, en conjunto, toda la cadena de valor del

servicio eléctrico se encuentre en condiciones de precariedad, lo que lleva a que a nivel nacional los cortes del servicio a los usuarios sean cada vez más frecuentes y su duración sea creciente. Esa tendencia solo se revertirá con un cambio del modelo de gestión de lo contrario la tendencia se mantendrá.

Torres de transmisión en mal estado y colapsando

Redes de distribución (Subestaciones, transformadores, elementos de maniobra, circuitos, postes, casetas, tanquillas, etc.) con nivel de deterioro significativo, estructuras corroídas y rodeadas de maleza. proliferan las conexiones ilegales.

Carencia de firmeza en subestaciones y redes de distribución incumpliendo criterio N-1

Más de 75% de transformadores de distribución y circuitos de alimentación operan en condiciones de sobrecarga

Áreas destinadas a construcción de nuevas subestaciones de distribución están invadidas

No existe inspección aérea, ni de termografía, ni mantenimiento predictivo

Inexistencia de inventario de partes y piezas de repuestos no permite atender averías con seguridad y celeridad. Faltan herramientas y medios de movilización

Laboratorios para pruebas de equipos y talleres de reparación carecen de condiciones para realizar sus funciones, dificultando diagnóstico de elementos que requieren reemplazo o se encuentran en riesgo de falla y la reparación de equipamiento dañado

Escuelas y centros más importantes para la formación y el entrenamiento del personal cerrados sin explicación.

Alumbrado público en autopistas, avenidas y calles propiciando prácticamente inexistente incrementando inseguridad ciudadana.

Ing. Miguel Lara Guareñas

Situación de los servicios de comercialización y de atención al usuario

A continuación se muestran los aspectos más relevantes que afectan la gestión comercial y de atención a los usuarios. Destacando la poca capacidad de respuesta que tiene el prestador

de servicio a los problemas de los consumidores y que esos problemas seguirán en aumento considerando los cada vez más escasos recursos, de personal, de material y de fondos que dispone el prestador y seguirán incrementándose de pérdidas no técnicas de continuar la deficiente gestión comercial.

Pérdidas no técnicas pasan del 40% de la energía generada por aumento de conexiones ilegales, abandono en la lectura de medidores y por falta de mantenimiento de "puntos calientes en la red",

Cobranza efectiva es inferior al 70% de la energía facturada

Morosidad de dependencias oficiales y organismos del estado es absoluta

Usuarios afectados por el prestador del servicio por bajones y subidas de voltaje que causan daño a sus electrodomésticos y pérdida de alimentos.



Oficinas de atención destartaladas sin material de apoyo

Tardanza excesiva para atender los reclamos y solventar averías

Flota automotor para mover cuadrillas de atención de averías y labores de mantenimiento inoperativo. Unidades insuficientes. Muchas desmanteladas, destartaladas e inservibles,

Personal de atención al usuario sin capacitación para dar ese servicio

Ing. Miguel Lara Guareñas

Causa raíz de la crisis eléctrica y la salida de esta

Se concluye que la crisis es inducida por las acciones políticas adoptadas por el gobierno en funciones, desde 1999 ya que las mismas, en lugar de estar dirigidas a solventar los problemas que presentaba el sector estuvieron dirigidas a implantar un modelo de gestión el cual es inherente a la ideología política que detenta el poder. Por ende, la solución a la crisis eléctrica, necesariamente, pasa por un cambio político que desmonte el modelo implantado.

La tragedia eléctrica que vive la sociedad Venezolana no es producto de eventos climatológicos (Lluvia o sequía), tormentas eléctricas, vientos huracanados) ni tampoco de accidentes causados por elementos de nuestra fauna, ni de supuestos sabotajes.

La causa real es la utilización de un modelo de sector eléctrico inviable inherente a la ideología política que actualmente ejerce funciones de gobierno. La solución de la crisis pasa por el cambio del modelo inviable que la origina y la profundiza. Es necesario cambiar a quien la



impulsa y lo sostiene. Un cambio de política que revierta los factores que caracterizan el actual modelo del sector. Sin embargo, el cambio político por sí solo no es garantía de solución.

¿Que se requiere para solventar la crisis además del cambio político?

Aun cuando la solución de la crisis eléctrica pudiera abordarse desde diferentes puntos de vista, el aspecto primordial para su solución en el menor tiempo y al costo más bajo, es que al frente del SEV se coloque un equipo de profesionales con capacidad gerencial, con conocimientos sólidos del sector y sobre todo comprobada ética. Si un nuevo gobierno no asume este compromiso, no solo se complicaría la solución de la crisis, sino que se atrasaría la solución de la misma, comprometiendo la precaria gobernabilidad inicial que se tendrá en el país, dadas las graves crisis que lo afectan.

El profundo estado de deterioro que presenta la infraestructura eléctrica, la desmotivación y múltiples carencias que agobian al recurso humano, la partidización de Corpoelec, la carencia de información, desconocidos pasivos pendientes de honrar a trabajadores y a proveedores nacionales e internacionales, la injerencia de agentes foráneos, la quiebra financiera, el rezago tarifario, la insuficiencia de ingresos, las crecientes pérdidas no técnicas, los vicios y prácticas corruptas que se han instaurado, la inexistencia de inventarios de piezas y partes para la atención de averías, mantenimientos diferidos, la insuficiencia de gas/combustibles líquidos para la generación térmica y la excesiva burocracia, entre otros, son retos que demandaran un equipo con solida capacidad gerencial, amplios conocimientos de la industria eléctrica y especialmente ética profesional.

La sociedad venezolana no tiene margen para soluciones tardías y que no se concreten, ni el país tiene margen para errores de sus dirigentes, la criticidad de la situación no deja espacio para el ensayo y error.

Fases y objetivos *para la recuperación del sector*

A continuación se indican las fases, que a juicio del expositor, se transitarían, las acciones a ejecutar en las mismas, el objetivo macro que se alcanzaría y los tiempos asociados a cada fase. Se

propone que la solución arranque con una fase de emergencia inicial para garantizar el objetivo de la gobernabilidad, seguido por una fase de transición de mejoras tempranas e importantes, que resulten palpables a los usuarios del servicio eléctrico.

Fase de emergencia inicial – 1 año (Gobernabilidad)

- ❖ Asegurar integridad física de instalaciones eléctricas y garantizar continuidad operativa del servicio
- ❖ **Minimizar obstáculos y tiempos para asumir control de procesos medulares del servicio eléctrico**
- ❖ Establecer el clima organizacional y el ambiente laboral, propicio para la recuperación del sector
- ❖ **Iniciar recuperación de infraestructura inoperativa que es recuperable**
- ❖ **Acordar con PDVSA acciones para aumentar suministro de gas a centrales térmicas**
- ❖ **Reducir el racionamiento**

Fase de transición – 1 año (Mejora de la calidad de servicio/Minimizar cortes)

- ❖ Culminar recuperación de infraestructura que se encuentra inoperativa y plan intensivo de mantenimiento.
- ❖ **Culminar reposición de inventario de repuestos y de dotación de equipos para seguridad laboral**
- ❖ Iniciar plan de instalación masiva de medidores y mejorar gestión comercial (Tercerización)
- ❖ **Precisar estructura de costos, eliminar ineficiencias e iniciar plan de ajuste gradual de tarifas.**

Fases y objetivos adicionales para la recuperación del sector

Se indican fases posteriores dirigidas a la implantación de un nuevo modelo de gestión y la consolidación del sector. Se enfatiza que el nuevo modelo es basado en una visión de

futuro, dentro y de un modelo energético global y que todas las acciones que se ejecuten para su implantación deben estar alineadas con la visión de modelo consensuada para evitar irreversibilidad de las mismas.

Fase de implantación y consolidación de nuevo modelo del sector – 3 años

- ❖ Elevar disponibilidad de generación y minimizar cortes del servicio
- ❖ Reducción de pérdidas no técnicas e incrementar recaudación
- ❖ Migrar a esquema tarifario basado en costos eficientes
- ❖ Cubrir gastos operativos y obtener ingresos para expansión
- ❖ Puestos de trabajo ocupados por personas idóneas
- ❖ Saneamiento de situación financiera, administrativa, legal y laboral de Corpoelec
- ❖ Estructura organizativa de Corpoelec en unidades operativas por regiones, con mayor autonomía administrativa y toma de decisiones descentralizada
- ❖ Establecer nuevo modelo para el sector y proceder a su implantación

Fase de desarrollo de nuevo modelo del sector (Energético) caracterizado por

Diversidad, competitividad, eficiencia, adaptabilidad tecnológica, sustentabilidad y sostenibilidad y recurso humano de excelencia

Ing. Miguel Lara Guareñas

Caracterización del nuevo modelo

Se indican a continuación las principales características del nuevo modelo del sector que se propone, los insumos que el mismo requeriría para avanzar hacia un SEV auto sostenido, con la suficiente flexibilidad para adecuarse a los

avances tecnológicos y a cambios que ocurran en la matriz energética mundial. El nuevo modelo debe estar en capacidad de acompañar las metas de crecimiento económico y de un sostenido desarrollo nacional.



Ing. Miguel Lara Guarenas

Energía/Electricidad:
Desarrollo, progreso y calidad de vida

Se muestran a continuación algunas reflexiones que destacan la importancia de la energía en forma de electricidad. Se enfatiza que la energía

es indispensable para el desarrollo y progreso de toda sociedad e impulsar, de manera positiva, su calidad de vida. La razón fundamental es que la electricidad es la vía usual para hacer llegar las diferentes formas de energía a un mayor número de usuarios.

"PAISES SE HAN DESARROLLADO SIN PETROLEO, PERO NINGUNO SIN ELECTRICIDAD"

Ing. Francisco Aguerrevere Ex Presidente Electricidad de Caracas

"LA ENERGÍA ES EL BIEN DE LOS BIENES Y LA ELECTRICIDAD ES EL SERVICIO DE LOS SERVICIOS" Sin ellos, la sociedad y la economía transitan hacia un estado Inviabile

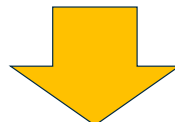
Grupo Ricardo Zuloaga

El servicio eléctrico, más que suministro de energía, es "CALIDAD DE VIDA Y SOPORTE PARA EL PROGRESO"

Grupo Ricardo Zuloaga

El suministro de electricidad/energía se traduce en: Trabajo productivo, seguridad, mejores servicios y "BIENESTAR SOCIAL"

Grupo Ricardo Zuloaga



"EL DETERIORO DEL SISTEMA ENERGÉTICO ES EL DETERIORO DE LA CALIDAD DE VIDA DE LA SOCIEDAD VENEZOLANA".

Grupo Ricardo Zuloaga

Ing. Miguel Lara Guareñas

Para concluir se culmina dejando en claro que si no se dispone de un sector energético auto sostenible, confiable y suficiente, no será posible lograr la reactivación económica del país y se hace énfasis en que un país con su seguridad energética fracturada, como es el caso de la Venezuela actual, el país se tornará inviable.

Referencias

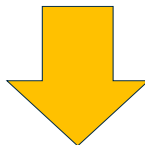
Páginas Web e informes oficiales de:
OP SIS/CNG/MPPEE.

Grupo Zuloaga

<http://www.lossinluzenlaprensa.com>

“La reactivación económica del país solo será posible si el aparato productivo nacional dispone de electricidad suficiente, confiable y de calidad”

Grupo Ricardo Zuloaga



La sociedad venezolana requiere de un sector energético que permita la reactivación del aparato productivo nacional, que apalanque el desarrollo sostenido del país y que contribuya con una creciente calidad de vida.

Grupo Ricardo Zuloaga

Ing. Miguel Lara Guareñas





REALIDAD PETROLERA

Venezolana y perspectivas

ING. **DIEGO** GONZÁLEZ



1. Resumen

Deseamos aclarar que este trabajo recoge, además de lo expuesto en mi presentación en el Centro de Estudios Latinoamericanos Arturo Uslar Pietri (CELAUP), sobre las Propuestas del Centro de Estudios de Energía de Venezuela (CEEV) de Cedice-Libertad, así mis opiniones recogidas en mi serie *Barriles de Papel*, que escribo desde el año 2006.

Es conveniente relanzar la Industria Petrolera Nacional (IPN), que es más que la estatal Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA). En este trabajo presentamos ideas y propuestas con el propósito de promover debates y acciones, para lograr una industria petrolera en Venezuela fortalecida organizacional, tecnológica y financieramente, con inversiones privadas, en beneficio de sus propietarios legítimos, los venezolanos, y que contribuya a generar actividades que permitan que el país se mueva hacia desarrollo.

Este documento tiene como objetivo inicial proponer acciones para garantizar como prioridad la Seguridad Energética de Venezuela, tomando medidas conducentes a lograr la Gobernabilidad y la Normalidad Operativa de la estatal y del resto de las empresas que conforman la IPN, hoy organizadas como Empresas Mixtas. Hoy PDVSA esta arruinada técnica y financieramente, por lo que será inútil proponer su rescate como operadora; lo que aplica es tratar de mantener por muy corto tiempo su función operacional, y manejarla para que cada vez sea menos operadora y más administradora, hasta que la nueva estructura institucional que se propone este en su pleno ejercicio. Hay que tomar en cuenta que la realidad de los precios

del petróleo, presentes y futuros, así como su uso como energético fundamental cada vez estarán más limitados, por lo que el desarrollo del país sustentado solamente en los ingresos de las divisas petroleras no aplicará, porque no habrá “Renta Petrolera” como se ha conocido hasta hoy.

Otro aspecto a tomar en cuenta, es que si bien los derivados del petróleo siguen siendo la principal fuente de energía, es de visualizar que en un plazo de 30 a 40 años perderá importancia relativa frente al gas natural y las fuentes alternas. Es lo que se ha dado por llamar “La Ventana del Petróleo”, periodo en el cual los derivados del petróleo irán perdiendo porcentaje de participación en la matriz energética mundial, lo cual no significa que el petróleo dejará de





utilizarse, como combustible y para otros usos. De allí la necesidad de desarrollarlo con eficiencia e invertir adecuadamente sus ingresos asegurando el bienestar de las generaciones actuales y futuras. Cabe resaltar que es probable encontrarnos en el 2018 con un escenario económico complicado, si el Gobierno sigue utilizando los recursos del petróleo para efectos electorales populistas, dejando al país con menos reservas, con lo que aumentarán los problemas de caja en la estatal PDVSA y en el Fisco.

Dada la precaria situación de reservas de divisas sólidas del BCV y que el servicio de la deuda pública será más elevado para el año 2018 y el siguiente, es muy posible que el próximo gobierno vea disminuida su capacidad de maniobra macroeconómica. Estamos estimando que las exportaciones de crudo deberían alcanzar a no menos de 71.000 millones de dólares para garantizar dichos pagos, las importaciones más indispensables y los compromisos de PDVSA, cifra por demás inalcanzable con la situación de los precios en lo que resta de 2018, y para el 2019; y ni hablar de elevar sustancialmente la producción en el muy corto plazo para compensar la situación de los precios. Consideramos que

cualquier acción orientada a abordar el futuro de la Industria Petrolera Nacional debe ser suficientemente discutida con el país político y nacional, en un marco de una gestión honesta, transparente y competitiva, de respeto a los trabajadores y en procura de hacer del negocio petrolero un generador del máximo bienestar para los ciudadanos y la nación. Recordándoles a los Grupos de Interés que los hidrocarburos, en especial el petróleo no tiene nada de estratégico, ni es una industria básica, y mucho menos que es sinónimo de soberanía, independencia y que son para el desarrollo social. Paradigmas creados por nuestra clase política, que se han arraigado en el imaginario nacional.

Con los recursos y reservas ciertas, es decir, más confiables, de petróleo y gas natural con que cuenta el país, es que se harán las propuestas para rescatar y relanzar la Industria Petrolera Nacional. Teniendo presente que una cosa es tener recursos y aun reservas y otra cosa estar en la capacidad real de producirlas y comercializarlas, que es la tragedia de la mayoría de los países OPEP, en especial Venezuela, cuyo gobierno actual no se cansa de decir que somos el país con mayores reservas de petróleo, sobre todo en la Faja del Orinoco, pero



no logra aumentar la producción. Es importante recordar que la cifra de reservas probadas de petróleo de la Faja del Orinoco, derivó de un capricho presidencial en 2007. Por lo antes expuesto, la mayor parte de las reservas de petróleo que presenta PDVSA al país y al mundo, que corresponden a las de la Faja del Orinoco, no cumplen con las Normas del Despacho de Petróleo de Venezuela ni con las Regulaciones internacionales, por lo tanto no se pueden considerar reservas probadas, sino simples recursos. Sí hoy el petróleo no se refina no sirve para nada. Los principales pronosticadores a nivel mundial, tanto instituciones (IEA, EIA,

OPEP, WEC, entre otros), empresas financieras, como empresas petrolera (ExxonMobil, Shell, BP, Statoil), y más recientemente la Academia de Ciencias de Rusia, estiman una participación del petróleo en la matriz energética mundial entre el 23% y 31,8% para el 2035-2040, siendo el estimado de la OPEP de 24,3% para el 2040. Esto es lo que hemos dado por llamar “La ventana de oportunidades para el petróleo venezolano”. El gas natural tiene más futuro que el petróleo, porque es el combustible fósil que menos contamina, y del que hay muchos más recursos. Venezuela tiene inmensos recursos de este hidrocarburo.

Con respecto a las **reservas venezolanas**, para cualquier efecto de cálculos de producción, las reservas de las áreas tradicionales (“crudos convencionales”) de 76.000 millones de barriles serían más que suficiente. En la cifra anterior entran las 4 anteriores Asociaciones de la Faja. Sin embargo, considerando que hay varios colegas que dudan de esas reservas desarrolladas y no desarrolladas para 1998, y siendo conservador, sugiero para los cálculos la figura de 40.997 millones de barriles (mmb), que para todos los efectos son más que las reservas probadas sumadas de México, Brasil, Colombia, Argentina,

Ecuador y Perú. La cadena de valor de la IPN comienza en las actividades de Exploración y Producción (EyP). En general, las discusiones y propuestas en relación con la IPN giran habitualmente alrededor de las actividades “aguas arriba”, es decir, a las de EyP, aclarando, para fines académicos, que el petróleo no se “produce”, el petróleo se ¡explota!, se producen sus derivados, pero es parte de los paradigmas que giran alrededor de la IPN, que no son fáciles de cambiar, y seguiremos escuchando hablar de la producción de petróleo.

Después de las actividades de EyP le siguen las de Manufactura de los hidrocarburos producidos (Refinación, Mejoramiento de crudos de la Faja, y Procesamiento del gas natural), las de Gas Natural, siguen las de Transporte y Almacenamiento; las de Comercio Interno y Externo; las propiamente de Mercado Interno, y continua con las de Investigación, Desarrollo y Adiestramiento, no menos importantes, para terminar finalmente en los Negocios en el exterior. Por Ley todas estas actividades, con excepción de las de EyP no están reservadas al Estado, es decir, que pueden ser realizadas por el sector privado “en conjunto o no con empresas del Estado”, así reza nuestra legislación en materias de hidrocarburos. Sobre

esto estaremos insistiendo a lo largo de este trabajo. Lo anterior significa que con voluntad política se abre todo un abanico de oportunidades para el pleno desarrollo de la IPN, con la participación del sector privado, tanto nacional como internacional.

En Exploración y Producción en materia de petróleo hay seis (6) oportunidades principales, a corto y mediano plazo, aun con la legislación actual; y en Gas Natural hay tres (3) oportunidades principales. Así también hay oportunidades en Mercado Interno, y en Comercio y Suministro.

Cuando preguntamos qué cambiar, en lo institucional es necesario acometer tres acciones prioritarias: 1) crear el Ente Regulador de los Hidrocarburos, 2) crear la Comisión Nacional de Energía (CNE), y 3) y dar todos los pasos necesarios para tener un Ministerio de Energía Moderno. Se requerirá que desde el gobierno nacional se envíen al mundo señales de estabilidad y legalidad que generen

confianza con respecto a invertir y trabajar en Venezuela. Es necesario promover y desarrollar, respondiendo a las condiciones del mercado, la Faja Petrolífera del Orinoco, las reservas probadas no desarrolladas en áreas tradicionales, las áreas inactivas, las áreas nuevas para exploración y futuro desarrollo, el gas costa afuera, así como proyectos de Gas Natural Licuado para exportación. Promover la creación de empresas para industrializar las corrientes de refinación, así como nuevas petroquímicas. Habrá que revisar, dentro de la ley, aquellos acuerdos internacionales que sean lesivos al país

Es necesario revisar la relación Estado-Sociedad con respecto a la renta que produce la actividad de los hidrocarburos, para que esta vaya directamente a los ciudadanos.

Se deberán revisar los Acuerdos y Convenios bilaterales y acondicionarlos a los mejores intereses de la República; iniciar los procesos para modificar la legislación en materias de hidrocarburos para facilitar la ejecución de los puntos antes mencionados.

Sera preciso que PDVSA deje de ser una operadora y convertirla en una excelente administradora de los Contratos de Producción Compartida

("Production Sharings"), y Contratos de servicios, en nombre de los propietarios del recurso, todos los ciudadanos.

Sobre lo anterior se tienen los extraordinarios ejemplos de las Asociaciones de la Faja, donde PDVSA tenía menos del 50% de participación y todo marchaba exitosamente. Mientras se cambia la Ley Orgánica de Hidrocarburos, con voluntad política, se puede usar la figura de las Empresas Mixtas para tal fin, con los particulares, teniendo por lo menos el 49% de participación en los negocios. Para las actuales actividades que realiza PDVSA como de esfuerzo propio se pueden firmar Contratos de Servicio.

Se deben tomar medidas en el corto plazo (*the day after*): 1) la estatal PDVSA debe mantener su actividad que hoy realiza como "esfuerzo propio", actividad que produjo 1.764.400 b/d en 2014, es decir el 60,9% de la producción oficial; y las empresas mixtas que produjeron 1.143.700 b/d, el 39,1% de la producción oficial que totalizó 2.899.100 b/d. Hoy esa relación es por lo menos 50-50%; 2) identificar el personal prioritario para garantizar la continuidad de las operaciones; 3) Tomar control inmediato de los sistemas de información indispensables, tales como los

operacionales, de seguridad, finanzas, comercio internacional y nómina; 4) Establecer un Plan de Comunicaciones Internas permanente, que baje la incertidumbre en el personal actual y nuevo, y genere un clima propicio a la continuidad operativa; 5) Realizar evaluaciones técnico-operacionales y de procesos administrativos en las principales áreas del negocio y en los programas de responsabilidad social; 6) Será necesario realizar una auditoría técnico-financiera, de reservas, del estado de los yacimientos e instalaciones, así como evaluar rigurosamente la viabilidad de aumentar la producción; 7) Asegurar las instalaciones de alta criticidad tales como refinerías y llenaderos de combustible, oleoductos, gasoductos, patios de tanques, terminales de embarque, plantas compresoras de gas y centros de despacho de gas, entre otras; 8) Contactar a la comunidad financiera nacional e internacional para negociar y garantizar el cumplimiento de los compromisos de la empresa y asegurar que se mantengan los flujos de créditos para una PDVSA debilitada financieramente; 9) Finalmente, está el tema del manejo de los recursos humanos actualmente trabajando en la estatal. En el 2002 PDVSA contaba con una nómina de 39.354 trabajadores propios y 28.329 contratados y estaba en reducción. En

la actualidad, según cifras del Informe 2016 de PDVSA, laboran 147.126 trabajadores, de los cuales 30.320 no están en actividades del sector, además hay 25.698 contratistas.

Desde el primer día, el ministerio de Petróleo, conjuntamente con miembros de la Directiva de PDVSA nombrados para tal efecto, deben comenzar a dar los pasos necesarios para llevar a la IPN a una situación de óptimo desarrollo y actuación. Para llevar adelante lo anterior, se requiere lograr la Gobernabilidad y la Normalidad Operativa de PDVSA y de las Empresas Mixtas.

2. Premisas a consierar

Estas Propuestas deben partir de algunas Premisas que deben ser consideradas, y que deben ser internalizadas, antes de comenzar cualquier promoción de las mismas: 1) ¿Que queremos?, 2) ¡Una Venezuela sustentable!, 3) Por lo tanto, desde el punto de vista energético, Venezuela debe sacarle el máximo provecho a la “Ventana del Petróleo”. Las soluciones planteadas en este trabajo necesitan: 1) Mucha “voluntad política”, 2) Debe haber: Libertades políticas,

Libertades civiles, Libertades económicas (Libre expatriación de capitales y eliminación del control de cambios); 3) Reformar Leyes del Trabajo; 4) Bajar la percepción de la corrupción; y 5) Estado de derecho. Por todo lo anterior, la Solución será marcadamente política. Todo dependerá de los Grupos de Interés (Factores de Poder o “Elites”). Tendrán que cambiarse los Paradigmas arraigados en los anteriores, en especial con relación a los recursos naturales: todos los Recursos naturales son “Estratégicos” y sus Industrias son “Básicas”, por lo tanto son sinónimos de “Soberanía” e “Independencia”; y en los últimos 20 años: son para el “Desarrollo Social”. Y como lo anterior es así, el corolario (equivocado) es: todos los recursos naturales deben ser manejados por el Estado Empresario, porque el ciudadano empresario no es de confiar. Y lo más delicado es que estos paradigmas están plasmados en la Constitución Nacional, porque la Constitución venezolana es: Centralista, Presidencialista, Estatista (en lo político y lo empresarial), y Partidista. Si no se reforma la Constitución para eliminar estas situaciones, en el mediano y largo plazo no habrá propuestas que valgan. Por supuesto, estas propuestas deberán ajustarse a quienes conformaran un nuevo gobierno, que tienen sus propias agendas.

3. Recursos y Reservas

Consideramos que es importante extenderse en este tema, porque con los recursos y reservas de petróleo y gas natural con que cuenta el país, es que se harán las propuestas para rescatar y relanzar la Industria Petrolera Nacional (IPN).

La regulación de los conceptos de recursos y reservas de petróleo y gas natural data de muchos años, siendo los precursores la *American Petroleum Institute (API)*, quien en 1976 publicó el trabajo *“Organization and Definitions for the Estimation of Reserves and Productive Capacity”*.

A continuación, es la Sociedad de Ingenieros de Petróleo de los EE.UU (SPE) la más activa desde 1981 sobre el tema, cuando su revista técnica el *Journal of Petroleum Technology* presentó las “definiciones de las reservas probadas de petróleo”. De allí en adelante su actividad sobre el tema ha sido permanente y consistente, hasta el reciente excelente trabajo de 221 páginas de noviembre 2011 *“Guidelines for Application of the Petroleum Resource Management System (PRMS)”* que coordinó, con el apoyo de la Sociedad Americana de Geólogos Petroleros (AAPG), el

Consejo Mundial de Petróleo (WPC), patrocinantes del World Petroleum Congress, la Sociedad de Ingenieros para Evaluaciones Petroleras (SPEE) y la Sociedad de Geofísicos de Exploración (SEG).

El establecimiento del Sistema Gerencial de los Recursos Petrolíferos (PRMS) a nivel mundial data de 2007. El tema de los conceptos y las definiciones de los recursos y las reservas de hidrocarburos es tan importante que ha sido de la atención de las Naciones Unidas, que desde 2004 analiza el tema y lo publicó como *“United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009”*.

Así, la *US Securities and Exchange Commission - SEC* que es la agencia regulatoria de los EE.UU. que desde 1934 tiene como Misión “proteger a los inversionistas, y mantener los mercados de forma transparente, ordenados y eficientes, para facilitar la formación de materias de recursos y reservas de petróleo y gas natural, para proteger a los accionistas de las empresas petroleras”, recordemos el caso de la Royal Dutch Shell, a la que la SEC terminó con imponer una obligación enorme para la empresa (389 millones de US\$) con sus accionistas y la destitución de los directores

responsables del cálculo y presentación de esas reservas, que no eran tales. No es coincidencia que PDVSA se haya retirado de la SEC.

Estos conceptos y definiciones internacionales de recursos y reservas de petróleo y gas natural han sido recogidos por el ahora Ministerio de Petróleo de Venezuela en sus *"Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos- Dirección de Exploración y Producción"*, y publicadas en el año 2000, con reimpresión en 2005, aunque ya desde el año 1954 se solicitaron a las concesionarias sus Informes Anuales de Reservas. Desde el año 2006 las Reservas aparecen analmente en la Gaceta Oficial.

Es importante recordar que la cifra de reservas probadas de petróleo de la Faja del Orinoco, derivó de un capricho presidencial en 2007 de multiplicar un valor de petróleo original de sitio (POES) de 1.360 millardos de barriles por un exagerado factor de recobro (FR) de 20% que resulta en la cifra de 272 millardos de barriles. El triste origen de ese alto factor de recobro lo expliqué en mi *Barriles de Papel No 18*. En la PDVSA democrática se estableció para la Faja un POES de 914 millardos de barriles

y se declararon reservas probadas de 37,5 millardos de barriles, usando un moderado y más razonable FR de 4,1% (Aníbal Martínez, 2004, *La Faja del Orinoco*, Editorial Galac).

Por lo antes expuesto, la mayor parte de las reservas de petróleo que presenta PDVSA al país y al mundo, que corresponden a las de la Faja del Orinoco, no cumplen con las Normas del Despacho de Petróleo y Minería de Venezuela ni con las Regulaciones internacionales, por lo tanto no se pueden considerar reservas probadas, sino Recursos.

4. Recursos y reservas de hidrocarburos en Venezuela

Insistimos, una cosa es tener recursos y reservas y otra estar en la capacidad real de producirlos. Con respecto a esos



números oficiales de reservas probadas de petróleo y gas natural de Venezuela, la situación es crítica: al leer en el Informe de Gestión 2016 de PDVSA, enfatizan que de los enormes volúmenes de reservas probadas que se anuncian, apenas están desarrolladas (tienen la infraestructura para producirlas) las de petróleo en 4%, el resto necesita miles de nuevos pozos, nuevas estaciones de recolección y flujo, y plantas compresoras de gas, nuevos oleoductos y gasoductos, nuevos patios de almacenamiento y muelles, es decir toda una infraestructura que suma billones de dólares, muy bien diseñada y que debe estar a tiempo para que ese nuevo petróleo se produzca. Así mismo, según PDVSA, las reservas oficiales probadas de gas natural al 31 de diciembre de 2016 son de 202,7 billones (1012) de pies cúbicos (tcf), pero están desarrolladas en solo un 19%. De estas reservas las ubicadas costa afuera son 31,6 tcf, y a 18 años de promulgada la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos todavía no sale una producción sustancial de gas natural de esos campos, para ser vendido en el mercado interno, y menos para exportarlo; y escuchamos que la producción de la Plataforma Deltana irá a Trinidad-

Tobago para ser procesada. Y los recursos de gas natural por explorar y desarrollar en tierra y costa afuera suman 147 tcf.

Con respecto a las **reservas venezolanas**, se comparan las reservas probadas y la producción para 1998 y 2014, por tipo de crudos (se usó el 2014 por ser el año a partir del cual la producción comenzó a caer abruptamente) (ver Cuadro No. 1). Aquí las reservas probadas de los crudos “convencionales” suman 41.224 millones de barriles (mmb). Sin embargo, considerando que hay varios colegas que dudan de esas reservas desarrolladas y no desarrolladas a 1998 y 2014, y siendo conservador, sugiero para los cálculos la figura de 40.997 mmb como reservas

probadas de crudos “convencionales” (ver Cuadro No. 2), que para todos los efectos son más que las reservas probadas sumadas de México, Brasil, Colombia, Argentina, Ecuador y Perú.

Cuadro No. 1
Reservas y Producción de Petróleo y Gas Natural 1998-2014

RESERVAS Y PRODUCCION DE PETROLEO (MMbbs y Mb/d) Y GAS NATURAL (tcf y MMpc/d) DE VENEZUELA 1998 - 2014						
	RESERVAS			PRODUCCION		
	1998	2014	CAMBIO EN 16 AÑOS	1998	2014	CAMBIO EN 16 AÑOS
Condensado	1.922	2.367	445	43	110	67
Crudo Liviano (30 °API o mayor)	9.292	10.493	1.201	1.233	416	-817
Crudo Mediano (21 °API y menos de 30 °API)	12.505	9.672	-2.833	1.137	619	-518
Crudo Pesado (11 °API y menos de 21 °API)	16.742	18.692	1.950	866	1640	774
Crudo Extra Pesado (Menos de 11 °API)	35.647	258.739	223.092	*	*	
TOTAL RESERVAS DE CRUDO (Millones de barriles)	76.108	299.963	223.855			0
						0
Reservas de Gas Natural (tcf)	146,573	198.368	198.221	3.279	2785	-494
						0
PRODUCCION DE GAS NATURAL (MMpc/d)				3.965	7.422	3457
PRODUCCION DE LIQUIDOS DEL GAS NATURAL (Mb/d)				170	114	-56

Fuente: Cifras de 1998 del Informe a la SEC 2000, y cifras 2014 del Informe de Gestión PDVSA 2014; y DJGC Cálculos Propios.

Acorde con el Informe de Gestión de PDVSA 2016, la situación de las reservas de crudo y de gas natural no desarrolladas son la gran Oportunidad. El total de reservas probadas “Convencionales” (sin considerar las de la Faja del Orinoco) es de 40.997

mm bls, y de estas las DESARROLLADAS son de solo 8.913 mm bls, apenas el 21,7% de las totales. Más detalles en el Cuadro No. 2. Para aumentar la producción el énfasis debe estar en la explotación de los crudos “convencionales”

Cuadro No. 2
Reservas Probadas Desarrolladas al 31 de diciembre 2016

Tipo de Crudos	Total Reservas Probadas	Total Reservas Desarrolladas	% de Desarrolladas
Cifras en millardos de barriles 2016			
Gas humedo	2	1	50,0
Condensados	2.497	535	21,4
Liviano	10.743	1.711	15,9
Mediano	9.538	1.911	20,0
Pesados	18.217	4.755	26,1
Total Convencionales	40.997	8.913	21,7
Faja del Orinoco	261.253	4.031	1,5
Reservas totales	302.250	12.944	4,3
Gas Natural, tcf	202,7	39,4	19,4

Fuente: Cifras 2016 del Informe de Gestión PDVSA 2014; y DJGC Cálculos Propios.

5. El futuro de los hidrocarburos en el mundo

a. Petróleo

Debemos recordar que hoy sí el petróleo no se refina no sirve para nada. De un proceso de refinación típico se obtiene de gasolina el 47%, de Diesel y Fuel Oil el 23% y de Jet Fuel o combustible de aviación el 10%, es decir, que el 80% va principalmente al transporte y al sector eléctrico. En la medida que el transporte y la electricidad sean atendidos por las energías renovables y sean energéticamente más eficientes y económicas, el transporte terrestre, embarcaciones y aviones necesitarán menos

derivados del petróleo. Los principales pronosticadores a nivel mundial, tanto instituciones (IEA, EIA, OPEP, WEC, entre otros), como empresas (ExxonMobil, Shell, BP y Statoil), y más recientemente incluyendo la Academia de Ciencias de Rusia, estiman una participación del petróleo en la matriz energética mundial entre el 23% y 32% para el 2035-2040, siendo el estimado de la OPEP de 25,2% para el 2040. Hoy la participación del petróleo en la matriz energética mundial está entre 29,2% y 34,0%. Esto es lo que hemos dado por llamar "La ventana de oportunidades para el petróleo venezolano". Más detalles en el Cuadro No. 3.



Cuadro No. 3
“La Ventana del Petróleo”:
estimados mundiales de Participación del petróleo
por diferentes estimadores

<u>ORGANIZACIÓN</u>	<u>%</u>	<u>año de referencia</u>	<u>%</u>	<u>año de referencia</u>
OPEP (referencia)	30,2	2020	25,2	2040
SHELL (montañas)	29,4	2020	23,0	2040
SHELL (oceanos)	29,4	2020	25,9	2040
EXXONMOBIL	34,0	2015	32,0	2040
BP	32,0	2014	29,0	2035
EIA (referencia)	33,0	2012	30,0	2040
IEA (clean air)	31,2	2013	26,1	2040
STATOIL (reform)	29,2	2013	26,5	2040
STATOIL (renewal)	29,2	2013	23,8	2040
STATOIL (rivalry)	29,2	2013	27,5	2040

Fuente: Pronósticos de las instituciones y empresas, y cálculos propios

b. Gas Natural

El gas natural tiene más futuro que el petróleo, porque es el combustible fósil que menos contamina, y del que hay muchos más recursos (principalmente el gas en las lutitas y el gas de los hidratos en los lechos marinos, este último se comenzara a explotar en Japón) y es el llamado a

reemplazar el carbón para la generación de electricidad, y en muchos casos a los derivados del petróleo en el transporte. Como vimos, Venezuela tiene inmensos recursos de este hidrocarburo.

6. El resto de la Cadena de Valor de la Industria Petrolera Nacional (IPN)

Después de las actividades de EyP le siguen las de Manufactura (Refinación, Mejoramiento de crudos de la Faja, y Procesamiento del gas natural), de los hidrocarburos producidos; las de Gas Natural, siguen las de Transporte y Almacenamiento; las de Comercio Interno y Externo; las de propiamente de Mercado Interno, y continua con las de Investigación, Desarrollo y Adiestramiento, no menos importantes, para terminar finalmente en los Negocios en el exterior. Insistimos, por Ley todas estas actividades, con excepción de las de EyP no están reservadas exclusivamente al Estado, es decir, que pueden ser realizadas por el sector privado “en conjunto o no con empresas del Estado”, así reza nuestra legislación en materias de hidrocarburos.

Esto significa que con voluntad política se abre todo un abanico de oportunidades para el pleno desarrollo de la IPN con la participación del sector privado, tanto nacional como internacional. Tema del que nos ocuparemos posteriormente. Específicamente, en relación a la **infraestructura de refinación**, con el debido mantenimiento



y haciéndole las mejoras necesarias, las 6 refineras nacionales e Isla para efectos de la “seguridad energética” pudieran abastecer el mercado nacional y quedaría algo para exportar. Las cifras de reservas ajustadas pueden satisfacer con cre-

ces los requerimientos de estas. Más detalles en el Cuadro No. 4. La administración de las refineras será un capítulo aparte, así los otros negocios antes mencionados.

Cuadro No. 4
Datos de Refinación y Mercado Interno

DATOS DE REFINACION	CAPACIDAD			PROCESADO		
	<u>1.998</u>	<u>2012</u>	<u>CAMBIOS</u>	<u>1998</u> <u>(PODE)</u>	<u>2012</u> <u>(PODE)</u>	<u>CAMBIOS</u>
Total Venezuela (5 refineras)	1.274,40	1.303	28,60	1.173,8	1072,47	-101,3
Liviano				428,1	222,46	-205,6
Mediano				462,0	549,17	87,2
Pesado				166,0	160,57	-5,4
Otros Insumos				117,7	140,27	22,6
						0,0
Isla	335	335		210,0	192,0	-18,0
						0,0
Mercado interno (14 productos liquidos)				441,7	697,8	256,1

Fuente: Cifras de 1998 y 2012 del PODE; y DJGC Cálculos Propios

7. La Industria Petrolera Nacional (IPN) en 5 tiempos

Para cualquier análisis del futuro de la IPN, hay que ir a su pasado inmediato. Tratando de ubicar a la estatización de la IPN (1975) en el marco de la producción de petróleo del país desde 1970. La estatización ocurre a los cinco años del mayor auge de producción y estuvo en una caída libre de la misma durante 15 años (1971-1985), caída que se recuperó hasta 2001, cuando se alcanzó el nivel de producción de 1973, y los planes apuntaban sobrepasar el nivel de 1970.

Cuando llega la estatización en 1975, el país cerró con una producción promedio para el año 1975 de 2.346.202 b/d, aunque en el mes de diciembre de ese año estuvo en 1.772.000 b/d... ¿cosas de la estatización?

A partir de 1970 y hasta 1985, cuando apenas se produjo un promedio para el año 1985 de 1.681.045 b/d, todo fue ver caer la producción... ¿Qué pasó en esos 15 años? ...¡solo vimos caer la producción!

Sería hasta 1997, cuando de nuevo se vio una producción por encima de los tres millones de

barriles diarios, para ser exactos ese año el promedio fue de 3.160.000 b/d, para llegar en 2001 al último tope de 3.342.000 b/d. Desde 2002 y hasta la fecha, no se ha vuelto a ver elevarse la producción. Para el 2016 la estatal PDVSA reporta una producción promedio de crudo de 2.571.000 b/d, aunque las fuentes directas OPEP dicen que fue solo de 2.159.000 b/d. Para el mes de marzo 2018 la estatal PDVSA reporta a la OPEP una producción promedio de crudo de 1.509.000 b/d, aunque las fuentes secundarias OPEP dicen que fue solo de 1.488.000 b/d.

Estos cambios en los niveles de producción de petróleo irán a afectar los niveles de producción de gas natural (por ser este asociado al petróleo), la manufactura y el procesamiento de petróleo y gas natural, así como las exportaciones, y por supuesto, las finanzas de la IPN.

El 29 de agosto de 1975 el presidente Carlos Andrés Pérez Rodríguez, firma el "cúmplase" de los 28 artículos contentivos de la Ley que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, Ley que se haría efectiva a partir del 1ro. de enero de 1976. El 30 de agosto de 1975, por Decreto No. 1123 se creó PDVSA.

A esta decisión, más política que cualquier otra cosa, se llegó después de once notorios procesos estatizadores. Decimos que fue política y no económica porque el PODE 1975 (pág. 128) informa que la relación participación del Estado con respecto a la utilidad de las empresas fue del 94%; y la suma del ISLR, las regalías y otros impuestos sumó 6.785,9 MMUS\$, es decir, el 78,64% del ingreso total de las empresas (8.628,6 MMUS\$). Estos hechos fueron:

1. Política de *no más concesiones*, formulada desde 1945
2. En 1945-1948, con la reforma fiscal, la Junta Revolucionaria de Gobierno establece la figura del 50%-50% para distribuir las ganancias entre las concesionarias y el Estado. Esta relación se elevaría a lo que fue conocido como el 60%-40%, con la reforma impositiva de la Junta de Gobierno de 1958
3. El 09 de abril de 1959 se crea la Comisión Coordinadora de la Conservación y el Comercio de los Hidrocarburos, *para la defensa de los precios y para evitar el despilfarro económico del petróleo* (Juan Pablo Pérez Alfonzo-JPPA)
4. El 19 de abril de 1960 se crea la petrolera estatal Corporación Venezolana del

Petróleo (CVP), una *empresa nacional manejada por venezolanos, para los venezolanos (JPPA)*, adscrita al Ministerio de Minas e Hidrocarburos

5. El 20 de julio de 1967 se reforma la Ley de Hidrocarburos de 1943 para introducir la figura de los Contratos de Servicio negociados por el Ministerio de Minas e Hidrocarburos o la CVP
6. El 11 de febrero de 1969 se sanciona el Reglamento sobre la Conservación de los Recursos de Hidrocarburos, por lo demás, un documento estrictamente técnico de primera calidad
7. El 11 de abril de 1969 la Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo (SVIP) realiza un exitoso *Foro sobre la Reversión de las Concesiones Petroleras, a partir de 1983*
8. En 30 julio de 1971 el presidente Rafael Caldera promulga la *Ley de Bienes Afectos a Reversión en las Concesiones de Hidrocarburos*. Se preparaba al país para adelantar la fecha de la reversión de la mayoría de las concesiones
9. El 26 de agosto de 1971 el presidente Rafael Caldera promulga la *Ley que Reserva al Estado la Industria del Gas Natural*, que obligaba a las empresas concesionarias a entregar a la CVP todo el gas natural producido; y el Ejecutivo

decidía cualquier uso del mismo en las operaciones de producción (combustible, inyección, procesamiento, etc.)

10. El 28 de enero de 1973 el ministro de Minas e Hidrocarburos anuncia que la Faja Petrolífera del Orinoco no será negociada con ninguna nación y que todos los futuros desarrollos petroleros nacionales los realizará la CVP, y
11. El 21 de junio de 1973 se promulga la *Ley que Reserva al Estado la Explotación del Mercado Interno (MI) de los Productos Derivados de los Hidrocarburos*, con la cual toda la actividad del MI será manejada por la estatal PDVSA.

En 1975 las reservas probadas de petróleo, al cierre del año eran de 18.511 millones de barriles. En el año se produjo un promedio de 2.346.202 b/d de petróleo, de una gravedad promedio de 25,9 oAPI, es decir, a los niveles de 1956. De ese volumen el 38,5% era de 30,1 oAPI o más (liviano y condensado), el 34,5% entre 22,1 y 30 oAPI (mediano) y el 27,1% restante era menor de hasta 22,0 oAPI (pesados y extra pesados). Las 12 refinerías en operación tenían una capacidad de procesamiento de 1.554.000 b/d de operación. Se procesaron 865.855 b/d de crudos y mezclas,



y la exportación de petróleo (1.472.178 b/d) y productos (613.970 b/d) fue de 2.086.148 b/d. El consumo de gasolinas fue de 105.286 b/d. Las exportaciones ocurrieron a un precio realizado de 10,99 US\$/barril para el petróleo y 11,0 US\$/barril para los productos.

Del total de ingresos fiscales ordinarios (9.738 MMUS\$) 7.535 MMUS\$ fueron provenientes del petróleo, es decir, el 77,4%, así el 95,6% de las exportaciones (pág. 1, PODE 1975).

El personal de la IPN en 1975 totalizó 23.733 empleados, de los cuales 23.248 eran nacionales y 485 extranjeros. El promedio de remuneración anual en 1975 fue de 1.948,4 millones de bolívares, es decir, 82.097 Bs, anuales por empleado, que a la tasa de cambio para 1975 de 4,20 Bs./US\$ serían 19.546,9 US\$ anuales por empleado.

2001 es el año en que la producción de petróleo cierra en su más alto nivel después de la estatización; se produjo un promedio para el año de 3.342.000 b/d, es decir, a los niveles de 1963-1964, con una gravedad promedio de 23,5 oAPI. De ese volumen el 43,6% era menor a 21,9 oAPI (pesado y extra-pesado), el 35,1% estaban

entre 22,0 y 29,9 oAPI (mediano) y el 21,3% era de 30,0 o más oAPI (liviano y condensado). Se observa como se había reducido la calidad de la producción con respecto a 1985. Para 2001 la producción de los Convenios Operativos era de 502.011 b/d y la de las 4 Asociaciones de la Faja del Orinoco 233.200 b/d (los mejoradores entraron a partir de febrero 2001). Las reservas probadas de petróleo, al cierre del año 2001 eran de 77.783 millones de barriles; y en materia de recursos humanos la nómina total llegó a 147.126 personas, de los cuales la estatal reconoce que 30.320 están en actividades no petroleras.

En el periodo 1999 - 2016 el aumento de las reservas de los crudos "convencionales" es muy modesto, el aumento extravagante solo se atribuye a los crudos extra pesados, en especial del Campo Faja del Orinoco. En 1998 se contabilizaban 35.647 millones de barriles (MMbbls) de esas reservas, mayormente de la Faja, reservas que correspondían a las 4 Asociaciones Estratégicas y a los Bitúmenes de Bitor. Para 2016, el incremento de las reservas de la Faja es desmedido, que por lo demás no son reservas, como se explicó antes. Por ésta razón mi propuesta es que ese exagerado número

no se considere para cálculo alguno, ya que en cualquier caso, la cifra de 76.000 mmb, es más que suficiente para efectos de producción. Detalles en el Cuadro No. 2.

Como hemos explicado (ver nuestros *Barriles de Papel* No. 95, 70, 61 y 18 en <http://petroleomag.com/>), de estas reservas “convencionales”, PDVSA informa que para 2016 escasamente estaban desarrolladas el 21,4% de los crudos Condensados, el 15,9% de los Livianos, el 20,0% de los Medianos y el 26,1% de los Pesados; así las reservas de Gas natural solo están desarrolladas el 19,4%. Más detalles en el Cuadro No. 2.

Esas reservas no están desarrolladas porque no tienen los pozos para producirlas, ni las facilidades de producción, plantas compresoras, ni los oleoductos y gasoductos necesarios. Para desarrollar las reservas no desarrolladas se requieren enormes inversiones y *know-how*, tecnología, recursos humanos especializados y reglas claras.

El Plan 1998-2008, el último de la PDVSA democrática, apuntaba a 5.600.000 b/d, de los cuales por esfuerzo propio en las áreas

tradicionales serían 3.550.000 b/d, en las áreas de Convenios 750.000 b/d y por esfuerzos de terceros en la Faja, junto con la CVP 1.300.000 b/d, volúmenes totalmente razonables. Ello con unas reservas probadas de 41.100 millones de barriles.

La caída libre en 18 años a que nos referimos arriba, ocurrió por tres causas:

1. Primeramente, fue la inconveniente política de *no más concesiones*, que canceló la actividad exploratoria con la consiguiente pérdida de reservas, las cuales llegaron a límites tan bajos como 13.810 millones de barriles en 1973. Esto fue denunciado reiteradamente por el visionario Ing. Arturo Hidalgo R. (ver nuestro *Barriles de Papel* No. 132)
2. Por el equivocado concepto arraigado en nuestra clase política de que el petróleo había que conservarlo, que ellos entendieron como no producirlo, cuando el concepto de la conservación es puramente técnico, porque se refiere a la conservación de la energía de los yacimientos.
3. La equivocada política de cuotas dentro de la OPEP, que al fallecido Erwin.

Arrieta, ex Ministro de Energía (1994-1998) y Presidente de la Conferencia de la OPEP (1995), se le atribuye la frase que la Organización era un *Club de Pinochos*.

A 42 años de la estatización de la Industria Petrolera Nacional la situación no puede ser peor:

1. Para el momento de la estatización la suma del ISLR, las regalías y otros impuestos sumó 6.785,9 mmUS\$, es decir, el 78,64% del ingreso total de las empresas (8.628,6 mmUS\$), como referencia, en 16 años, para el periodo 1999-2014 este porcentaje es de apenas el 19,9%
2. Las “reservas probadas” oficiales de petróleo a 2016 son 302.250 millones de barriles-mmb, de los cuales 261.247 mmb son extra pesados que están en el Campo Faja del Orinoco, y el grueso de las mismas no cumplen con las Normas sobre la materia, por lo tanto son Recursos. Un número más razonable de reservas probadas para Venezuela sería 76.108 mmb, y para efectos prácticos es mejor considerar solo 40.997 mmb, que corresponden a las “convencionales”.
3. En 2016 la producción oficial de petróleo cierra con un promedio para el año de 2.571.000 b/d, es decir, a los niveles de 1993, pero la OPEP la ubica a niveles de 1990 (2,159.000 b/d)
4. La producción cada vez es más pesada, con una gravedad promedio de 20,5 oAPI. Para el momento de la estatización la gravedad promedio era de 25,9 oAPI.
5. Los accidentes e incidentes en las refinerías y los derrames de petróleo, son tema de cada día.
6. El Comisario de PDVSA informó que al cierre de 2016 la deuda financiera consolidada de PDVSA era de 41.076 mmUS\$, mientras al cierre de 1998 era de apenas 7.102 MMUS\$, y lo más negativo es que ese endeudamiento no es para incrementar las inversiones de la estatal.
7. En materia de recursos humanos la nómina total de 100% PDVSA en 2016 llegó a 146.226 personas (más 22.679 contratistas), de los cuales la estatal reconoce que más de 30.000 están en actividades no petroleras. Recordando que para el momento de la estatización el personal de la IPN totalizó apenas 23.733 empleados, con un cierre de producción de 2.346.000 b/d.

8. Oportunidades de Negocios

En toda la cadena de valor de la IPN, desde la exploración hasta la comercialización, investigación y adiestramiento las oportunidades de negocios son muchas. Por la sencilla razón que todas las actividades, insistimos, con excepción de la de Exploración y Producción (EyP), no están reservadas al Estado.

Las cinco formas típicas en que se están relacionando el dueño del recurso hidrocarburos y los particulares son:

PSA = *Production Sharing Agreements* = Contratos de Producción Compartida

SOLAMENTE SE COMPARTEN BENEFICIOS (en %)

- *Joint Ventures = Profit Sharing Agreements*
= Contratos de Riesgos, Inversiones (CAPEX), Gastos (OPEX) y Ganancias Netas Compartidas TODO SE COMPARTE (en %)
- Contratos de Servicios = El particular presta un servicio y recibe un pago, acorde con el respectivo Contrato.
- Contratos de BOT = El particular construye la infraestructura, la opera y luego la transfiere al dueño.

- Contratos de BOO = El particular construye la infraestructura, la opera y es el dueño.

Alguna de estas modalidades será implementada por el Ente Regulador en cada Ronda de la Apertura y en cada Contrato en particular.

En **Exploración y Producción** hay oportunidades principales, a corto y mediano plazo, aun con la legislación actual:

- a. Proceder a desarrollar las reservas probadas no desarrolladas de petróleo y gas natural de las áreas tradicionales, antes mencionadas. Aquí están incluidos los 20.206 pozos inactivos (PODE 2014), clasificados por el Ministerio de Petróleo como "Cerrados Capaces de Producir", que habrá que reemplazar por nuevos pozos con las tecnologías modernas de producción. Esto se puede hacer sin cambiar la Ley, y se aumentaría la producción en un periodo entre 1 y 3 años.
- b. Con la figura de los Contratos de Servicios ofreciendo a las E.M. en las áreas vecinas a las de PDVSA, y lo libre se ofertaría como Ronda.
- c. Otorgar los Contratos de servicio necesarios

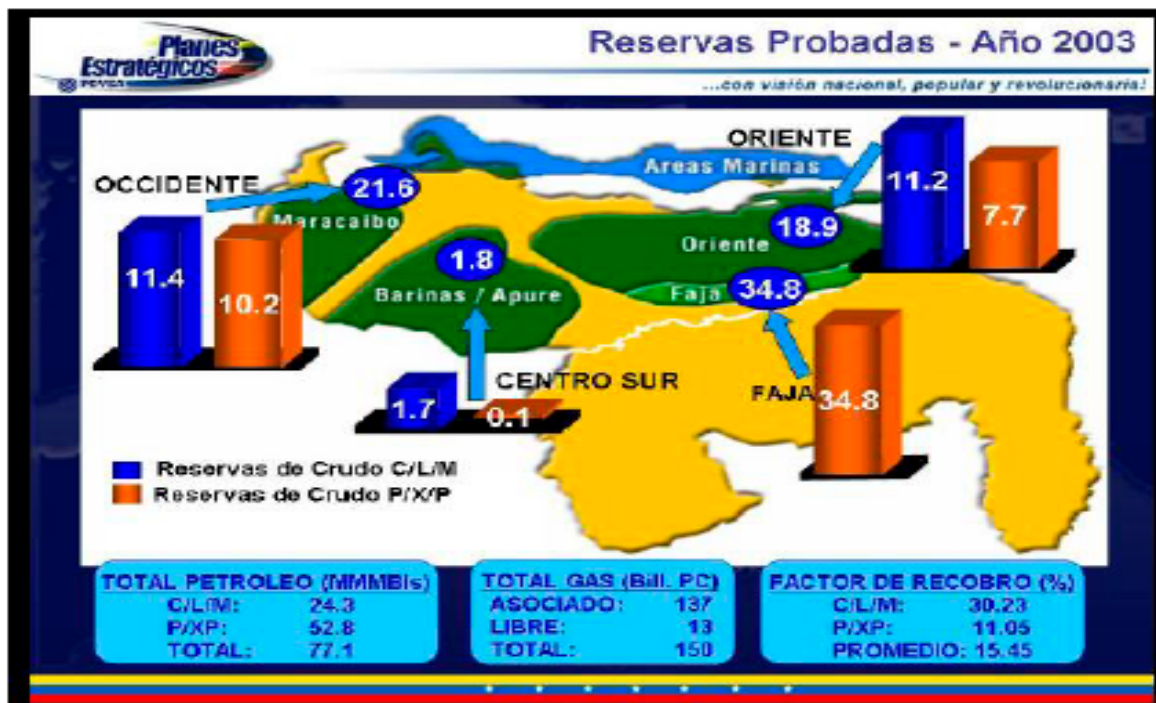
- para toda la actividad de servicios de infraestructura de las operaciones (estaciones de recolección y flujo, plantas de compresión, plantas de tratamiento de crudos, patios de tanques, entre otras).
- d. Otorgar los permisos necesarios para la recolección y venta del gas asociado producido
 - e. Aumentar el Factor de recobro de los Yacimientos con Contratos de Servicios. Los factores de recobro en Venezuela son realmente bajos al compararlos con el promedio mundial que pasa de 50%. Los venezolanos son: crudos condensados, livianos y medianos (C/L/M): 30,23%; crudos pesados y extra pesados (P/XP): 11,05%, para un promedio de solo 15,45% (ver la Figura No.1).
 - f. Proceder a desarrollar las reservas no desarrolladas del Campo Faja del Orinoco, permitiendo el libre uso de las 13 tecnologías para explotarlas (ver Figura No. 2). y los 5 procesos para comercializar la producción (ver Figura No. 3). Cada licenciatario será libre de escoger su opción. Las Reservas garantizan la posibilidad de explotar todos los negocios posibles.
 - g. Otorgar, mediante muchas Rondas y bajo la figura de Contratos de Producción

Compartida-production sharing agreements), los recursos (prospectos) existentes en tierra y costa afuera para su exploración y eventual desarrollo. En tierra hay más de 600 prospectos exploratorios, con recursos de petróleos por probar de 44.000 mmb (que de materializarse el 30% de estos en reservas se tendrían 13.000 mmb de nuevas reservas) y 131 tcf de gas (que de materializarse el 30% de estos en reservas se tendrían 39 tcf de nuevas reservas de gas natural); y costa afuera hay expectativas de recursos por 147 tcf, que de convertirse en reservas probadas el 30% de las mismas se tendrían 44 tcf de nuevas reservas de gas natural (ver Figuras No. 4 y 5)



Figura No. 1

Factores de recobro por tipo de crudos



Fuente: PDVSA, Plan Siembre Petrolera, 2005

Figura No. 2

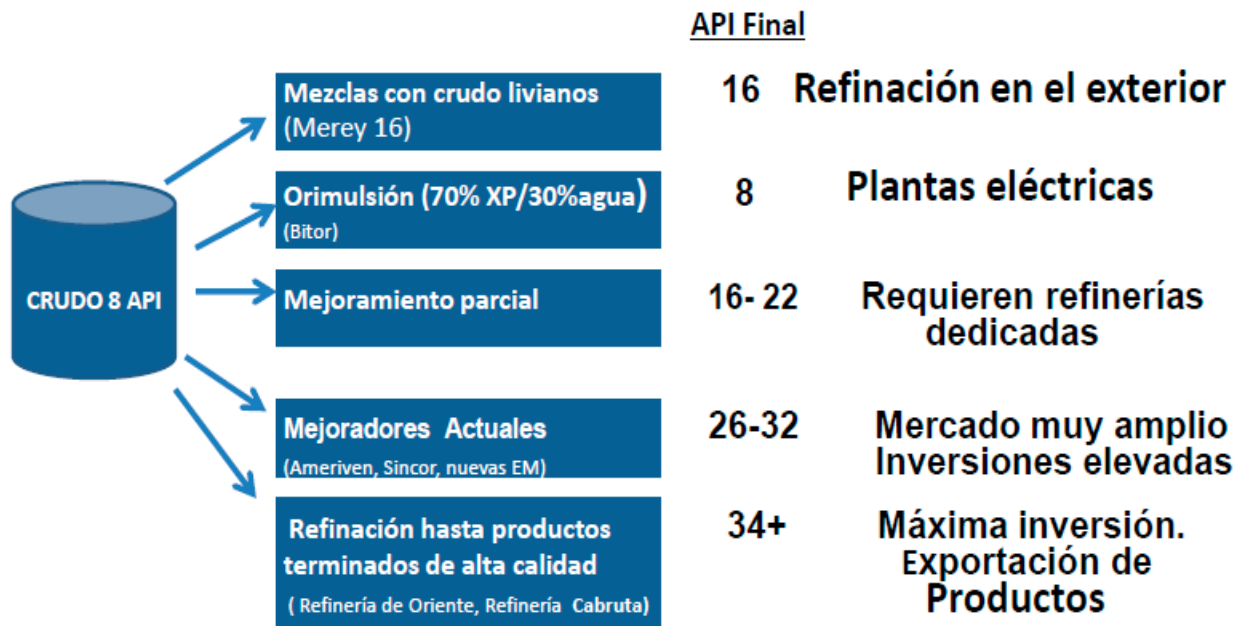
Tecnologías para producir los crudos de la Faja del Orinoco



Fuente: PDVSA, Presentación en la Universidad de los Andes, 2008

Figura No. 3

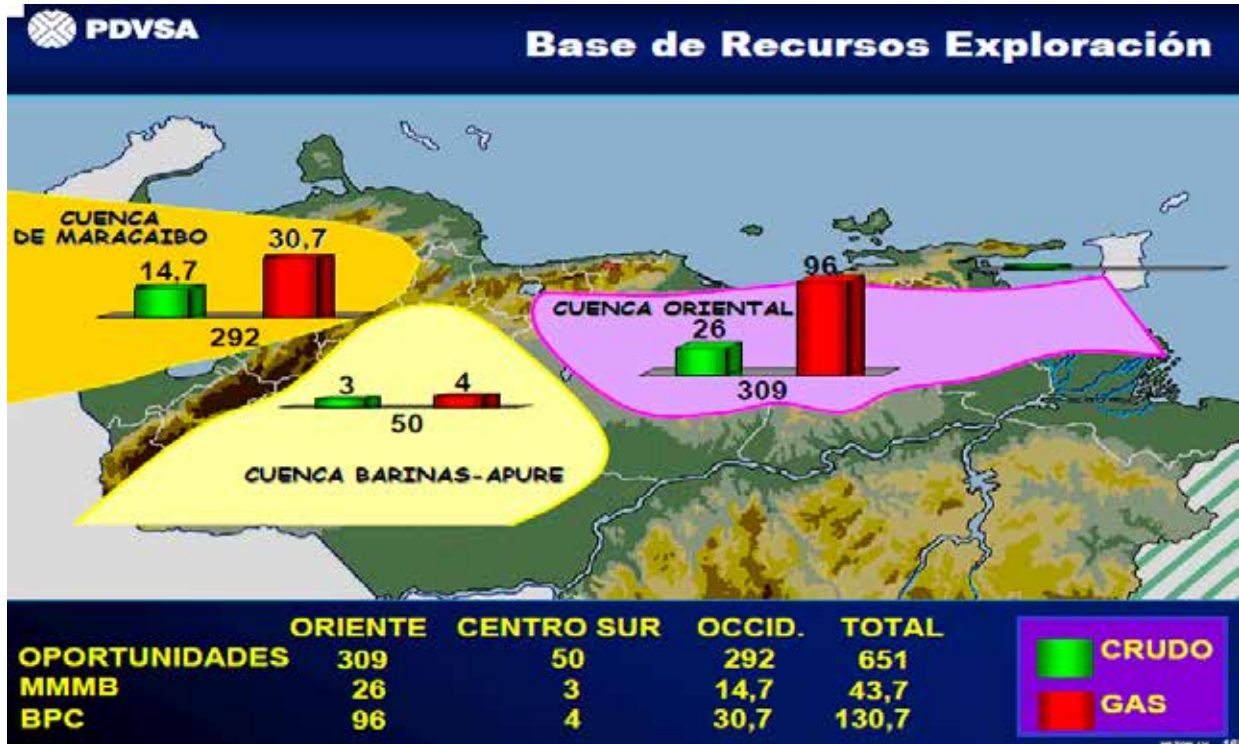
Los 5 Métodos de comercialización para los crudos de la Faja del Orinoco



Fuente: Presentación de Luis Soler, Grupo Orinoco (2013)

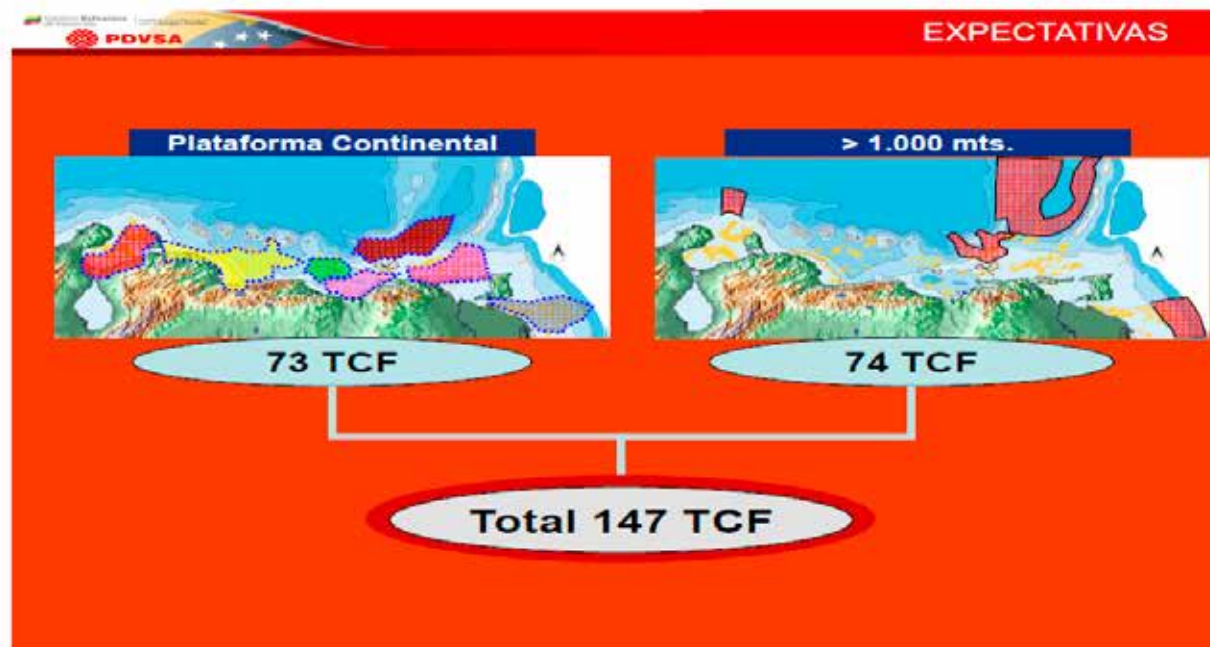
Figura No. 4

Oportunidades para el desarrollo de los Prospectos Exploratorios



Fuente: PDVSA, Plan Siembre Petrolera, 2005

Figura No. 5
Oportunidades para el desarrollo de los Prospectos Exploratorios de gas natural
Costa Afuera



Fuente: Ministerio de Petróleo, Viceministerio de Gas, 2014

En **Gas Natural** “aguas arriba” y “aguas abajo” hay cuatro oportunidades principales:

- a. Recolectar y vender el gas asociado a la producción de petróleo, que hoy se quema o arroja a la atmosfera
- b. Otorgar los permisos necesarios para la construcción y mantenimiento de la infraestructura de transporte (gasoductos) requerida para modernizar e incrementar la distribución de gas metano
- c. Otorgar los permisos necesarios para la distribución y comercialización de gas por tubería en las principales poblaciones
- d. Otorgar los permisos necesarios para el procesamiento, almacenamiento y distribución del gas de bombona (GLP)

Consideramos que la oportunidad inmediata en materia de gas natural “aguas arriba” está en la recolección y venta del gas natural que hoy es

arrojado a la atmosfera o quemado. El gas natural que hoy es arrojado a la atmosfera o quemado es de larga data en el país. En 1975 en la Memoria y Cuenta de ese año el Ministerio de Minas e Hidrocarburos estableció que la utilización del gas sería del 98% del gas producido *que sea posible recolectar económicamente*. Esto fue reafirmado en los Lineamientos del Ministerio a PDVSA para 1989 y 1997. Esta medida fue de difícil cumplimiento por las empresas antes de la estatización, y después por las filiales de Petróleos de Venezuela, S.A. Hoy los Informes de Gestión Anual de PDVSA no muestran las cifras de gas arrojado o quemado. Las cifras oficiales de gas no utilizado aparecen en el informe del ministerio de Petróleo: *Petróleo y Otros Datos Estadísticos-PODE*, y el último publicado data de 2014, y serán las cifras que utilizaremos para este trabajo.

En el Cuadro No. 5 se presentan los detalles de producción y utilización del gas natural por Jurisdicciones en millones de metros cúbicos anuales (mmm3).

Cuadro No. 5
DATOS OFICIALES DE GAS ARROJADO POR JURISDICCION

CUADRO 78
Producción y Distribución del Gas Natural por Jurisdicción, 2014 (mmm³)

	Maracaibo	Barcelona	Maturín	Barinas	Falcón	Cumaná	Faja *	Total
Inyectado	0	240	26.689	0	0	31	73	27.034
Arrojado	711	1.420	8.138	27	2	178	4.844	15.319
Otros usos								
Transformado en productos y mermas	3.336	996	1.352	0	0	0	41	5.725
Combustible	3.121	219	1.853	5	2	33	1.528	6.760
Vendido	246	6.659	12.162	313	10	0	2.487	21.878
Producción^{1/}	7.414	9.535	50.193	345	15	242	8.974	76.717

* A partir del año 2013, se incluye la columna correspondiente a la Faja Petrolífera del Orinoco

^{1/} Incluye el gas quemado

Fuente: Dirección General de Exploración y Producción de Hidrocarburos. Dirección de Producción y Conservación de Gas. MPPPM

Fuente: PODE 2014, pág. 90

Conversión: 1 metro cúbico (m³) = 35,315 pies cúbicos (pc)

En el año 2014 el gas natural arrojado a la atmosfera o quemado totalizó 1.482,3 millones de pies cúbicos diarios (mmpc/d), es decir, el 20% del total producido (7.423 mmpc/d). El mayor volumen de gas no utilizado ocurre

en las Jurisdicciones de Oriente del país, que suman 1.410,7 mmpc/d; en las Jurisdicciones de Occidente y el Sur apenas se arroja 71,6 mmpc/d. Más detalles en el Cuadro No. 6:

Cuadro No. 6

GAS NATURAL ARROJADO POR JURISDICCION, AÑO 2014

JURISDICCION	Millones de metros cúbicos anuales (mmm³)	Millones de pies cúbicos anuales (mmpc)	Millones de pies cúbicos diarios (mmpc/d)	% Arrojado del producido
Maturín	8.138	287.393,5	787,4	16,2
Faja del Orinoco	4.844	171.065,9	468,7	54,0
Barcelona	1.420	50.147,3	137,4	14,9
Maracaibo	711	25.109,0	68,8	9,6
Cumana	178	6.286,1	17,2	73,6
Barinas	27	953,5	2,6	7,8
Falcón	2	70,6	0,2	13,3
TOTAL	15.320	541.025,8	1.482,3	20,0

Fuente: PODE 2014 y Cálculos Propios

En términos volumétricos de petróleo equivalente, un barril de petróleo equivalente (1 bpe) corresponde a 164,5 m³ (5.809,3 pies³) de gas natural, o 1,069 barriles de diesel. Es decir, que 1.482,3 mmpc/d de gas natural que actualmente no se utiliza reemplazarían numéricamente 272.765,9 barriles de diesel. Sin embargo, para efectos de determinar lo que se podría

aprovechar en realidad hay que considerar de forma diferente el gas asociado a la producción de crudos condensados, livianos y medianos, de los crudos pesados y extra pesados, por la mayor dificultad de estos últimos para recolectarlos, ya que tendría que ser prácticamente a nivel de cada pozo.

Con respecto a lo anterior, en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, la filial de PDVSA Maraven, S.A. trató de estimar el volumen del gas a recolectar de los campos Tía Juana, Lagunillas y Bachaquero, y nos dimos cuenta que si se trataba de mover el gas natural junto con el petróleo pesado hasta la estación de flujo, la operación producía bloqueo de la producción del petróleo asociado (*gas lock*), por lo que cada pozo tendría que tener una línea de gas en la superficie (reemplazando la que iba al mechurrio). En esa fecha en Maraven se desarrolló una herramienta rustica: “El Burro Coreano”, para medir el gas arrojado en cada pozo y funcionaba. Esto podría suceder también en la Faja del Orinoco y en otros campos de crudo P/XP donde se arroja gas a la atmosfera o es quemado en mechurrios.

Por lo tanto para facilitar los estimados para mejorar la utilización del gas, solo usaremos el asociado a la producción de crudos condensados, livianos y medianos que se pudieran recolectar a nivel de las estaciones de flujo, con buenos sistemas de compresión, estaciones de separación, transporte y procesamiento. Es decir, que para los cálculos se recomienda utilizar la posibilidad de recolectar 924,8 mmpc/d de gas de los campos ubicados en las Jurisdicciones

Maturín y Barcelona. Sin embargo, considerando que las cifras de gas no utilizado datan del año 2014, pero se tienen las de producción a 2016 (Ver Cuadro No. 7), que son más bajas, se hará una extrapolación para estimar el gas arrojado al 2016, y resulta que se arrojaron 804,3 mmpc/d.



Cuadro No. 7

PRODUCCION DE GAS NATURAL PDVSA Y EMPRESAS MIXTAS

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DE PDVSA Y SUS FILIALES (Expresada en MMPCD)			
Dirección Ejecutiva	2016	2015	VARIACIÓN
Oriente	5.046	5.047	-1
Faja	708	738	-30
Occidente	576	651	-75
Costa Afuera	44	45	-1
Sub Total	6.374	6.481	-107
PDVSA Gas. S.A.	692	772	-80
Licencia Cardón IV	508	139	369
Licencias de Gas	352	364	-12
Total gas natural BRUTO	7.926	7.756	170
Total gas natural NETO	5.666	5.296	370
Total gas natural NETO (MBED)	977	913	64

Fuente: Vicepresidencia de Finanzas - Dirección Ejecutiva de Producción y Control.

Fuente: PDVSA, Informe del Comisario 2016, pág. 147

Con respecto a los hidrocarburos líquidos, producidos en Venezuela o importados, que se pudieran reemplazar con el gas natural que se recoja, PDVSA, en su Informe de Gestión 2016 reporta que la producción de jet y destilados fue de 241.000 b/d, de los cuales 148.000 b/d fueron producidos por el complejo Amuay-Cardón (CRP), 53.000 b/d de El Palito, y 40.000 b/d de la refinería de Pto. La Cruz. No hay cifras de diesel importado.

En 2016, el consumo de diesel por el sector eléctrico fue alrededor de 75.000 b/d.

PDVSA en 2016 vendió a sector eléctrico 1.061 mmpc/d de gas metano, el 42,9% del total de ventas al mercado interno (2.476 mmpc/d). Más detalles en el Cuadro No. 8:



Cuadro No. 8

MERCADO INTERNO DEL GAS NATURAL 2016

VENTAS DE PDVSA - GAS METANO POR SECTOR (Expresada en MMPCD)																				
	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007										
Eléctrico	1.061	42,9%	936	39,2%	687	32,4%	690	31,7%	655	29,2%	557	26,3%	567	27,9%	601	26,9%	564	26,0%	567	25,3%
Petrolero	519	21,0%	480	20,1%	467	22,0%	454	20,9%	459	20,5%	441	20,9%	418	20,6%	466	20,9%	379	17,5%	379	16,9%
Petroquímico	440	17,8%	393	16,5%	465	21,9%	420	19,3%	428	19,1%	434	20,5%	389	19,2%	408	18,3%	401	18,5%	378	16,9%
Manufacturero	143	5,8%	176	7,4%	175	8,3%	188	8,6%	186	8,3%	197	9,3%	198	9,7%	186	8,3%	201	9,3%	212	9,4%
Doméstico	118	4,8%	118	4,9%	128	6,0%	130	6,0%	125	5,6%	121	5,7%	119	5,9%	109	4,9%	108	5,0%	119	5,3%
Siderúrgico	122	4,9%	180	7,6%	90	4,2%	171	7,8%	254	11,3%	228	10,8%	209	10,3%	302	13,5%	371	17,1%	423	18,8%
Cemento	45	1,8%	72	3,0%	77	3,7%	94	4,3%	105	4,7%	95	4,5%	90	4,4%	107	4,8%	99	4,6%	99	4,4%
Aluminio	24	1,0%	26	1,1%	29	1,4%	28	1,3%	31	1,4%	40	1,9%	41	2,0%	52	2,3%	45	2,1%	66	2,9%
Autogas	4	0,2%	4	0,2%	3	0,1%	2	0,1%	2	0,1%	1	0,0%	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	2.476		2.387		2.122		2.176		2.244		2.114		2.031		2.230		2.168		2.242	
Variación N-1	4%	12%	-3%	-3%	6%	4%	-9%	3%	-3%											
Variación 2016-N		4%	17%	14%	10%	17%	22%	11%	14%	10%										

Fuente: PDVSA Gas, S.A.

Fuente: PDVSA, Informe del Comisario 2016, pág. 157



El 35% de la generación de electricidad proviene de plantas termoeléctricas y aproximadamente un 3% corresponde al sistema de generación distribuida. El parque de generación consta de 10 plantas hidroeléctricas, 37 plantas térmicas y unidades de generación distribuida. Para mayor detalle ver el Informe de CORPOELEC en su página Web, donde se lee:

GENERACIÓN

El parque de generación del Sistema Eléctrico Nacional, asciende a unos 24.000 megavatios (MW) de capacidad instalada y está conformado por un significativo número de infraestructuras, localizadas en su mayoría, en la región de Guayana, donde funcionan los complejos hidroeléctricos más grandes del país. Éstos ofrecen más del 62% del potencial eléctrico que llega a hogares e industrias de toda la Nación.

Otro 35% de la generación de electricidad proviene de plantas termoeléctricas, y casi un 3% corresponde al sistema de generación distribuida, conformada por grupos electrógenos. Esto ha sido posible, gracias al rescate del parque de generación por parte de CORPOELEC.



Entre el 2013 a 2015 se incorporaron **2.935 MW** nuevos a través de plantas como:

- 2013 India Urquía 360MW, unidad 1 de Don Luis Zambrano 180MW, unidad 1 de Fabricio Ojeda 257MW.
- 2014 unidad 1 de Antonio José de Sucre 170MW.
- 2015 unidad 2 Don Luis Zambrano 180MW, unidad 3 Fabricio Ojeda 257MW y unidad 2 Antonio José de Sucre 170MW

También se convirtieron a gas **1390 MW**, equivalentes ahorrara **64 MBD**. En plantas como India Urquía, Termocarabobo, Juan Bautista Arismendi y Luisa Cáceres de Arismendi.

Fuente: <http://www.corpoelec.gob.ve/procesos-medulares>

Por otra parte, la Asociación Venezolana de Ingeniería Eléctrica y Mecánica-AVIEM informa que: *para lograr reactivar y operar en un lapso estimado de 5-6 años con 11.316 MW de generación térmica a nivel país, son requeridos 2.659 mmpc/d + 45.135 b/d de Fuel Oil (Unidades 1,3,4 y 5 de Planta Centro Operando con Fuel Oil).*

No incluimos los datos de las que operan con Diesel, porque realmente ninguna planta de turbo generación en Venezuela está diseñada para operar en forma continua con Diesel. El inadecuado uso de diesel ha sido la causa de destrucción de las maquinas turbogeneradores por el mayor poder calórico y además, la pésima calidad del combustible suministrado....



El gas natural tiene un COSTO, un PRECIO, y un VALOR.

El precio del gas natural será fundamental para hacer las propuestas de recolección del gas natural en Venezuela. La Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, en su Art. 12 establece

en su Parágrafo Único: *...Las tarifas para los consumidores menores serán el resultado de la suma de: Precio de adquisición del gas (en los centros de despacho), tarifa de transporte, y, tarifa de distribución.*

Los precios finales tienen varios marcadores. En el mundo se han utilizado: precios de mercado, sin limitaciones, como en los EE.UU., Canadá, y Reino Unido; precios que tienden a valores de mercado progresivamente, como en Argentina y Colombia; precios internacionales con factores de inflación locales, caso México; referido al diesel o al GLP, como en Tailandia;

referido al fuel oil, como en Holanda, Malasia y Brasil; referido a un % del precio de una mezcla de crudos, como en Egipto y Pakistán; y al costo de desarrollo a largo plazo, como es el caso de Venezuela.

Hay que insistir en que el precio del gas natural será fundamental para hacer las propuestas de recolección del gas natural en Venezuela. Para considerar el precio del gas natural será esencial establecer para que serán utilizados cada uno de sus componentes. El componente en mayor porcentaje (74,7% promedio para el gas asociado en Venezuela) es el metano (CH₄) que es el llamado "gas por tubería", y a la vez es el gas que se licua para ser transportado en buques metaneros, y es conocido como "gas natural licuado" o LNG, por sus siglas en inglés. El metano es un producto para la industria petroquímica, para la producción de metanol (alcohol metílico-CH₃OH).

Adicional al metano están los otros componentes del gas natural como el etano (C₂H₆), el propano (C₃H₈), los butanos (normal butano-C₄H₁₀ y su isómero el iso butano C₄H₁₀) y la gasolina natural (C₅+), todos de alto valor en el mercado. Del etano se produce el etileno.

El etileno es fundamental para producir el polietileno, uno de los productos petroquímicos más utilizados (bolsas de todo tipo, tubos, juguetes, etc.). El propano es el derivado del gas natural utilizado como combustible, conocido como o "gas de bombona", además tiene usos petroquímicos. El n-butano también se usa como combustible en bombonas y en los encendedores. Finalmente, la gasolina natural (C₅+).

Con respecto al uso del gas metano para reemplazar al diesel que se utiliza en las plantas eléctricas de Oriente, vale recordar que el gasoil tiene un valor calorífico de seis mil Btu's por litro (36.000 Btu/l). Por cuanto una Btu equivale a 1055,06J (algo más de mil julios), puede concluirse que un litro de gasoil tiene un poder calorífico del orden de los 37.982.160 J (julios). Un litro de gasoil tiene un valor neto del orden de los diez kilovatios-hora (10kWh) como producto de su combustión.

De lo anterior se desprende que entre los usos industriales, el gas metano debería tener un costo mayor si se va a usar en petroquímica que como para generar electricidad.

Así, que para recolectar el actual gas arrojado hay que asignarle al gas natural un costo en el Centro de Despacho tal que pague su recolección. Luego, asignar tarifas de transporte y distribución que hagan económico para los transportistas y distribuidores llevarlo a las plantas petroquímicas y eléctricas, entre otros usuarios finales.

Después de visto el tema de la recolección inmediata del gas arrojado a la atmosfera o quemado, surge la otra pregunta: ¿Tienen futuro los recursos de Gas Natural de Venezuela?

Al tema del Gas Natural le he dedicado más de 16 *Barriles de Papel*, desde el análisis de los resultados de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos a siete años de su promulgación (BP No 9-2006), hasta el más reciente (BP No 129-2015) sobre la tecnología de fracturamiento hidráulico para producir gas natural de lutitas. El futuro del Gas Natural de Venezuela tiene tres caminos: el mercado interno, su industrialización y su exportación. Para los requerimientos

del mercado interno (por seguridad energética), PDVSA presentó en un evento de la AVPG estimados de consumos acumulados hasta el 2023, de los principales sectores consumidores de gas metano (gas por tubería) como combustible, que sumarian unos 45 billones de pies cúbicos (10^{12} o tcf). Adicionalmente, incluí los requerimientos de gas natural para la Faja (9 tcf), y los consumidores tradicionales (Exploración y Producción, Petroquímica, industrial, comercial y residencial-unos 24 tcf también en 11 años), lo que resultaría en consumos acumulados de 78 tcf, cerca de 19.500 millones de pies cúbicos diarios (mmpc/d).

Esta producción se podría alcanzar desarrollando los recursos existentes. Más detalles en los *Barriles de Papel* No 79 y 116. Tanto la exploración y producción de esos requerimientos de gas natural, como su procesamiento, transporte, distribución y comercialización deberá ser realizada por el sector privado.

La industrialización del gas natural, sus componentes, está enfocada en primer lugar a los usos petroquímicos, y en segundo lugar para producir con plantas que convierten el gas metano en líquidos (*gas-to-liquid*), como gasolinas, combustible de aviación (jet-fuel) y

diesel, combustibles muy limpios que todavía tendrán mercado, tanto nacional (con precios no subsidiados) como internacionalmente. Ya existen plantas pequeñas que no requieren inversiones de millardos de US\$. Estas actividades deben ser desarrolladas también totalmente por el sector privado, mediante permisos que otorgaría el Ente Regulador a crearse para tal efecto.

Con respecto a la exportación del gas natural remanente, después de satisfacer los requerimientos del mercado interno nacional, y la industrialización, la situación no está clara. En primer lugar hay la opción de atender en el mediano plazo “los mercados naturales” de Colombia, el Caribe, Centroamérica y el Norte de Brasil. En el mediano/largo plazo, en estos mercados solo tendríamos como competidores el gas natural de los EE.UU, porque los hoy exportadores importantes de gas de la región como son Trinidad-Tobago y Perú, solo tienen reservas probadas de 12,4 tcf el primero y 15,4 tcf el segundo. Colombia que hoy figura como exportador por tubería a Venezuela y en fecha próxima exportará LNG a Panamá, Costa Rica, Aruba, Jamaica, y República Dominicana

(Manuel Hernando Naranjo, Pacific Rubiales, revista www.Petroleum.com, julio 2014) tiene solamente 5,7 tcf de reservas probadas (todas cifras de British Petroleum-2013). Es decir, que reservas de 33,5 tcf no son suficientes para garantizar la seguridad energética de los ocho países mencionados. Las reservas mencionadas suman 33,5 tcf, que en un tiempo económico de 25 años se producirían 1,34 tcf por año, es decir 3.671 mmpc/d. Como una referencia podemos decir que solamente Colombia y Perú consumen en conjunto 1.403 mmpc/d.

Venezuela tiene que impulsar políticas energéticas agresivas para proceder a desarrollar todos sus recursos de gas natural:

1. En primer lugar las reservas de Venezuela desarrolladas, antes mencionadas, y no desarrolladas. Las reservas probadas no desarrolladas corresponden a volúmenes de gas natural que se esperan recuperar mediante inversiones en la perforación de nuevos pozos en áreas no drenadas o con su producción en pozos existentes, y con la construcción de la infraestructura adicional de tratamiento,

- compresión y gasoductos, es decir que requieren cuantiosas inversiones
2. En segundo lugar los recursos estimados en los más de 600 prospectos exploratorios en tierra, ya mencionados, que podrían contener 131 tcf., que con un 30% de factor de éxito representarían 39 tcf de reservas de gas natural
 3. En tercer lugar los recursos costa afuera, tanto someros como profundos, antes mencionados, estimadas en los prospectos exploratorios que podrían contener 147 tcf., que con 30% de factor de éxito representarían 44 tcf de reservas de gas natural.

Esas políticas energéticas agresivas incluyen, entre otras:

1. Propuestas para acelerar el desarrollo privado del mercado interno del gas por tubería en el país.
2. Plantearse competir con los EE.UU. por los mercados del Caribe y Centroamérica, lo cual tendría que ser con gas licuado y buques metaneros; así como con gas metano comprimido.

3. Plantearse abastecer con gas metano por tubería a Colombia y al norte de Brasil

Hay una premisa para impulsar el desarrollo de la Industria del Gas en Venezuela: la estatal PDVSA no debe inmiscuirse en nada, que tenga que ver con las actividades operacionales, financieras y gerenciales de las diferentes funciones para el desarrollo y utilización de los recursos de gas natural, y solo ocuparse de transformarse de la mala operadora que es hoy en una excelente administradora de los recursos de los ciudadanos, los verdaderos propietarios del gas natural que yace en los yacimientos. Decimos una administradora, porque para cualquier actividad "aguas arriba" de "Contratos de servicios", "producción compartida- *production sharing*", o ganancias compartidas-*profit sharing*", el dueño del recurso (los ciudadanos) necesita, mientras se cambia la legislación actual, un representante, que no puede ser ni el ministerio de Petróleo ni la estatal. Y "aguas abajo" si no hace falta la estatal.

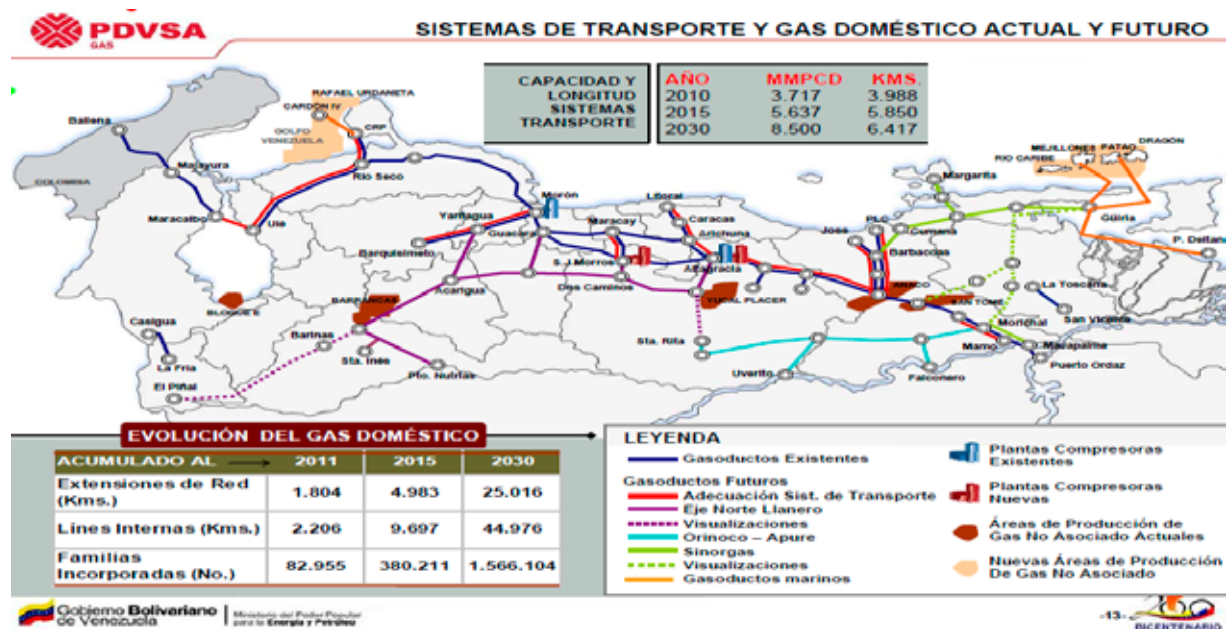
El país tendría que garantizar el respeto a la propiedad privada, el estado de derecho, reglas claras en materia laboral y en materias de divisas.

Y considerar que tendrían que pasar entre 5 y 8 años, desde el momento en que comienza el proceso exploratorio de las áreas nuevas hasta que sale la primera burbuja comercial (en los campos maduros el tiempo será menor); y luego el tiempo que se necesitaría para construir

las plantas para producir el LNG, y finalmente competir en términos de precios, confiabilidad de las entregas, y con contratos que favorezcan el uso del gas venezolano: ¡nada fácil para evitar que esos recursos se conviertan en un parque temático energético!

Figura No. 6

Oportunidades en transporte y distribución de gas metano



Fuente: Ministerio de Petróleo, Viceministerio de Gas, 2011

En **Mercado Interno** la oportunidad obvia es otorgar los permisos que se requieran para llenar el país de estaciones de servicio y conveniencias.

En **Comercio y Suministro** la oportunidad es otorgar los permisos que se requieran para que los particulares, nacionales y extranjeros, puedan comercializar crudos y productos, tanto a nivel nacional como internacional.

Así, en **Investigación y Adiestramiento** hay muchas oportunidades, por la experiencia que tiene el país como país petrolero. Hoy sus más importantes expertos están dictando cátedra en todo el mundo en estas actividades, por lo que Venezuela se podría convertir en un Hub para las mismas, ya que muchos de estos expertos regresarían a su país a transmitir sus experiencias y ganando en dólares.



9. Que hay que cambiar

a. En lo Institucional

En lo institucional es necesario acometer tres acciones prioritarias:

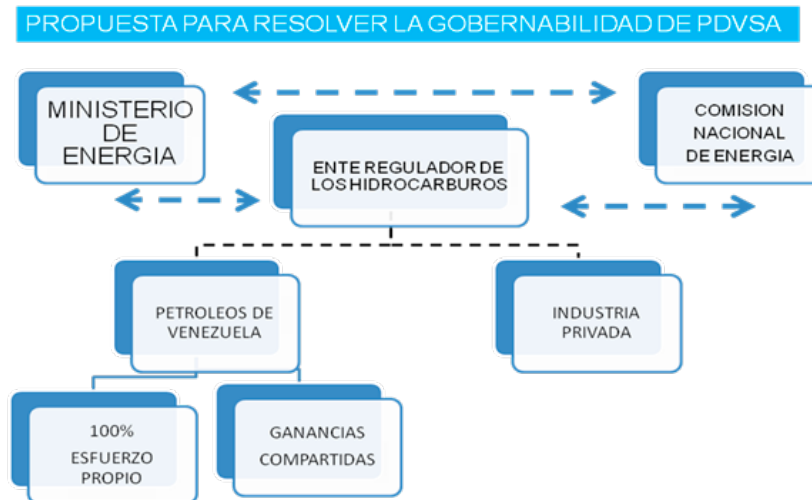
- a. Proceder a crear **el Ente Regulador** de los Hidrocarburos, órgano del Estado, independiente del gobierno de turno, autónomo y autárquico, responsable de la administración, implantación y vigilancia del cumplimiento de las políticas públicas correspondientes, y regulación de las actividades; otorgar las licencias y permisos para abrir todos los negocios “aguas arriba y abajo”, elaborar la estadísticas, aplicar las multas, calcular y distribuir las regalías, entre otras actividades
- b. Proceder a crear la **Comisión Nacional de Energía (CNE)**, órgano del Estado, independiente del gobierno de turno, autónomo y autárquico, ente responsable de la elaboración de propuestas para el ministerio de Energía de políticas públicas para el Sector Energético y de velar por el éxito del propósito y objetivos de las mismas. Con el fin de garantizar un balance en las grandes decisiones y orientación de la actividad de la IPN, se debe incorporar a la CNE una representación significativa de los venezolanos, más allá de representantes del Estado, tales como las Empresas, Entes Financieros, Academias, Universidades, Gremios y Asociaciones y Sociedades civiles vinculadas al sector, entre otras, siguiendo un esquema organizativo y de trabajo como el existente en el exitoso “*National Petroleum Council-NPC*” de los EE.UU.
- c. Dar todos los pasos necesarios para tener un **Ministerio de Energía Moderno**, encargado de presentar las propuestas de políticas públicas a la Asamblea o Congreso Nacional, promover la investigación y desarrollo en el sector, y representar al país en los asuntos internacionales en materias de energía. Por Ley se prohibirá que los cargos de Ministro de Energía y el de Presidente de la estatal petrolera puedan ser ocupados por la misma persona, rescatando así el rol del Ministerio de Energía como rector de la política energética y petrolera del país y garante de su seguridad energética.
- d. Adicionalmente, estarán adscritas al Ministerio de Energía las Oficinas, Agencias y Comisiones, para comunicarse con los ciudadanos y garantizar sus derechos, en especial la libertad de

empresa, el respeto a las entidades privadas y la transparencia en la información. La esencial característica de estos organismos será su independencia del Ejecutivo, es decir del gobierno de turno (aun siendo dependencias estatales). Impulsará y apoyará la investigación aplicada y el desarrollo en materia de energías renovables y no renovables, así como promover con las universidades e instituciones privadas estudios en las áreas de petróleo, geología,

cuencas hidráulicas, energías renovables, combustibles, y otros usos. También será el responsable de las publicaciones oficiales contentivas de la información histórica nacional e internacional sobre energía y su relación con la economía venezolana y mundial, como el actual Petróleo y Otros Datos Estadísticos-PODE, que tiene 55 años publicándose.

La relación entre los Entes propuestos se presenta esquemáticamente en la Figura No. 7:

Figura No. 7



Autor: Diego J. González Cruz
Caracas, Julio 2009

Y los detalles de la cadena de valor de la IPN se presentan en la Figura No 8, abajo; y la participación de PDVSA en la IPN se muestra en la Figura No. 9:

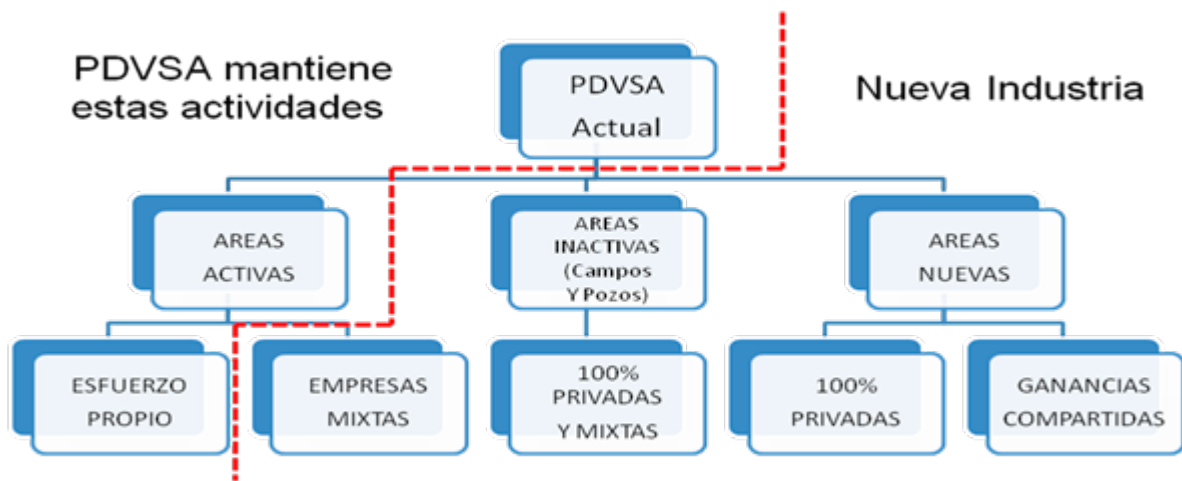
Figura No. 8
La Cadena de Valor de la IPN



Autor: Diego J. González Cruz
Caracas, julio 2009

Figura no. 9
Participación de PDVSA en la IPN

PROPUESTA PARA RESOLVER LA GOBERNABILIDAD DE PDVSA



Autor: Diego J. González Cruz
Caracas, julio 2009

- a. Se requerirá que desde el gobierno nacional se envíen al mundo señales de estabilidad y legalidad que generen confianza. Se debe satisfacer a cabalidad los compromisos contractuales con los socios, para evitar demandas y hacer frente a los crecientes arbitrajes, situación que además de afectar el prestigio y la seriedad de Venezuela, impacta la productividad de la industria petrolera.
- b. Dar los pasos necesarios para impulsar la Industria Petrolera Nacional (IPN), en todas las fases del Negocio: Exploración y Producción (EyP), Manufactura (refinación, mejoramiento y procesamiento), Gas Natural, Comercio nacional e internacional, y Negocios en el Exterior; considerando que en la legislación actual solo las actividades de EyP están reservadas al Estado.
- c. Se puede comenzar con la política de permisos para instalar las estaciones de servicio y conveniencia para el que los solicite, así como con los permisos para que particulares participen plenamente en la distribución regional de gas metano y gas de bombona, Promoviendo el desarrollo del sector gas, a través del sector privado para la construcción y mantenimiento de los sistemas de transporte (gasoductos) y redes de distribución de gas natural en el mayor número de poblaciones.
- d. Es necesario promover y desarrollar, respondiendo a las condiciones del mercado: la Faja Petrolífera del Orinoco, las reservas probadas no desarrolladas en áreas tradicionales, las áreas inactivas, las áreas nuevas para exploración y futuro desarrollo, el gas costa afuera, así como proyectos de Gas Natural Licuado para exportación.
- e. Promover la creación de empresas para industrializar las corrientes de refinación, así como nuevas petroquímicas.
- f. Habrá que revisar, dentro de la Ley, aquellos acuerdos internacionales que sean lesivos al país.
- g. Dar los pasos necesarios para comenzar el proceso de ajustes del precio de todos los combustibles, y la revisión de la política de subsidios.
- h. Es necesario revisar la relación Estado-Sociedad con respecto a la renta que produce la actividad de los hidrocarburos, para que esta vaya directamente a los ciudadanos, y a estos se le deduzcan sus impuestos de esos montos. El excedente económico que se origine en la actividad



- petrolera, que corresponde a la Nación, será destinado totalmente a la creación de un FONDO, que será el Fondo de ahorro, patrimonio e inversión de los venezolanos. Su rendimiento será entregado directamente a cada venezolano a través de cuentas individuales. El Fondo será administrado en forma autónoma por una representación calificada de venezolanos, y su administración estará en manos de entes financieros nacionales e internacionales de la máxima solidez.
- i. Se deberán revisar los Acuerdos y Convenios bilaterales y acondicionarlos a los mejores intereses de la República.
 - j. Promover el desarrollo de las ciencias y tecnologías, creando oportunidades para la investigación y desarrollo en todas las fases de los sistemas de oferta y demanda de los sistemas energéticos.
 - k. Iniciar los procesos para modificar la legislación en materias de hidrocarburos para facilitar la ejecución de los puntos antes mencionados.

b. Relaciones entre propietarios del recurso y los particulares

La experiencia de Venezuela en los procesos sobre la relación propietario del recurso – particular es muy amplia. Existió el sistema de concesiones desde 1865 hasta 1975; luego hubo el periodo de Contratos de Servicios (1967), para compensar la política de “no más concesiones”, inclusive para ello se reformo la Ley de Hidrocarburos de 1943. Entre 1992 y 2007 funcionaron los Contratos de Servicios, Asociaciones estratégicas de la FPO y los Contratos de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas; en 2007 surge la figura de las Empresas Mixtas, para reemplazar a los Contratos y Asociaciones; y en el área de gas natural, con la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (1999) y su Reglamento (2000) se creó la figura de las Licencias.

Respecto a las relaciones entre los propietarios del recurso y los particulares, me permito recordar que mi propuesta es que PDVSA deje de ser una operadora y se convierta en una excelente administradora de los futuros Contratos de Producción Compartida (*“Production Sharings”*) o los Contratos de Ganancias Compartidas (*Profit sharing Agreements*), en nombre de los



propietarios del recurso, todos los ciudadanos. Sobre los últimos se tienen los extraordinarios ejemplos de las Asociaciones de la Faja, donde PDVSA tenía menos del 50% de participación y todo marchaba exitosamente. Mientras se cambia la Ley Orgánica de Hidrocarburos, con voluntad política, se puede usar la figura de las Empresas Mixtas para tal fin, con los particulares teniendo por lo menos el 49% de participación en los negocios.

Las experiencias de PSA en el Mundo se cuentan por centenares. A continuación nos permitimos copiar Cuadros producidos por el *Institute for Energy Studies – Production Sharing Agreements, An Economic Analysis, Oxford*, donde se observa que ya para 1999 habían 370 Contratos de PSA en todo el mundo. Hoy se usan en México y Brasil entre otros países. Detalles en el Cuadro No. 9.

Cuadro No. 9
Referencia de Contratos de Producción Compartida en el mundo-1999

Table 5.1: The Regions

Region	Number of Contracts	Largest Number of Contracts
Asia & Australasia	80	Indonesia (37)
Central America & Caribbean	21	Guatemala (7)
Eastern Europe	28	Azerbaijan (7)
Europe	2	Malta (2)
Middle East	41	Yemen (17)
North Africa	15	Egypt (6)/Libya (6)
South & Central Africa	69	Nigeria (10)
South America	14	Peru (4)

Fuente: Oxford, Institute for Energy Studies – Production Sharing Agreements, An Economic Analysis (1999)



En el Cuadro No. 10 se presentan los porcentajes de participación en los PSA entre el dueño del recurso y el particular. El promedio está en un máximo de 64,71% y un mínimo de 15,75%.

Cuadro No. 10
Referencia de Participación de las partes en los
Contratos de Producción Compartida en el mundo-1999

Table 5.3: Profit Oil for FOCs

	<i>Average Profit Oil</i>		<i>Max Profit Oil</i>		<i>Min Profit Oil</i>	
	<i>Max</i>	<i>Min</i>	<i>Highest</i>	<i>Lowest</i>	<i>Highest</i>	<i>Lowest</i>
Asia	44.15	28.21	100	15	60	10
Central America	64.71	36.57	95	40	85	20
South America	48.00	38.80	50	40	50	30
Eastern Europe	51.93	37.00	80	40	60	10
Middle East	27.80	15.75	60	11.8	40	7.5
North Africa	38.67	18.00	100	19	50	10
South Central Africa	55.69	29.17	100	15	75	5

Fuente: Oxford, Institute for Energy Studies – Production Sharing Agreements, An Economic Analysis (1999)

Para las actuales actividades que realiza PDVSA como de esfuerzo propio se pueden firmar Contratos de Servicio, que también los permite la Ley Orgánica de Hidrocarburos vigente.





10. Propuestas a corto plazo (“The day after”)

PDVSA, con mala intención, no presenta en su Informe de Gestión 2014 los volúmenes de crudo procesado por las refinerías venezolanas, solo la suma total de las refinerías nacionales e internacionales, tampoco muestra la carga de las refinerías por tipo de crudos, por ello para el análisis acudimos a los Informes PODE 1998, 2012 y 2014 del Ministerio de Petróleo, que se muestra en el Cuadro No. 11.

Resalta que en los 18 años del régimen ha caído el volumen de crudos procesados, así como el aporte de los crudos livianos (-205.000 b/d); y los otros insumos que se importan se han incrementado en 22.600 b/d. Es necesario proponer acciones concretas para garantizar la Seguridad Energética (suministros confiables de combustibles - gasolinas, diesel, fueloil, gas de bombona y gas metano por tubería - para el sector eléctrico, transporte, y los sectores industrial, comercial y residencial) mediante medidas tendentes a lograr la Gobernabilidad y la Normalidad Operativa de PDVSA y de las Empresas Mixtas.

Es parte de la premisa del grave deterioro de nuestra principal industria y de la urgencia de mejorar su eficiencia y eficacia, mediante un modelo diferente al anterior y al que existe actualmente.

En el corto plazo la estatal debe mantener su actividad que hoy realiza como “esfuerzo propio”, actividad que produjo 1.764.400 b/d en 2014, es decir el 60,9% de la producción oficial; las empresas mixtas produjeron 1.143.700 b/d, el 39,1% de la producción oficial que totalizó 2.899.100 b/d.

En el Cuadro No. 11 se presentan los consumos de productos refinados entre 2005 y 2014, que nos dicen que hay que hacer todo lo necesario operacionalmente para producir en especial gasolinas, diesel y fueloil (592 mil b/d) y asfalto (10,4 mil b/d), así como gas de bombona-GLP (91 mil b/d) y gas metano por tubería (1.537 mmpc/d).



Cuadro No. 11
Consumo de productos refinados y componentes de gas natural

Producción de Energía Primaria (mbep/día)	2005	2011	2012	2013	2014
PETROLEO (sin LGN)	2.906	2.991	2.910	2.899	2.785
GAS	733	731	768	796	831
LEÑA Y CARBON MINERAL	104	35			
HIDROELECTRICIDAD	127	141			
ORIMULSION	42	0	0	0	0
TOTAL	3912	3.898			
PRODUCCION DE LGN	165	138	124	116	114
PETROLEO (sin LGN)	2.906	2.991	2.910	2.899	2.785
CONSUMO DE PRODUCTOS REFINADOS	522,9	568,0	592,0	612,0	573,0
CONSUMO DE ASFALTO (mb/d)	6,2	8,1	10,4	9,0	8,0
CONSUMO DE GLP (mb/d)	78,0	77,0	89,0	91,0	90,0
CONSUMO DE GAS METANO (MMpc/d)	2.394	1.465	1.537	1.432	1.388
Notas:					
1 barril equivale a 1,07 barriles de petroleo equivalente					
La cifra de gas no incluye el gas reinyectado					
1 gwh equivale a 1,65 bep					
1metro cubico de gas=0,0061 bep					
FUENTE: INFORMES DE GESTION DE PDVSA Y PODE PARA LAS OTRAS ENERGIAS					
Elaborado por DJGC, Calculos propios					

Con respecto a las Propuestas, en Comunicados de COENER señalábamlos:

- a. Identificar el personal prioritario para garantizar la continuidad de las operaciones.
- b. Tomar control inmediato de los sistemas prioritarios de información, tales como los operacionales, finanzas, comercio internacional y nómina.
- c. Establecer un Plan de Comunicaciones Internas permanente, que baje la incertidumbre en el personal y genere un clima propicio a la continuidad operativa.
- d. Realizar evaluaciones técnico-operacionales y de procesos administrativos en las principales áreas del negocio y en los programas de responsabilidad social.
- e. Será necesario realizar una auditoría técnico-financiera, de reservas, del estado de los yacimientos e instalaciones, así como evaluar rigurosamente la viabilidad de aumentar la producción.
- f. Asegurar instalaciones de alta criticidad tales como refinerías y llenaderos de combustible, gasoductos, plantas compresoras de gas y centros de despacho de gas.
- g. Contactar a la comunidad financiera nacional e internacional para garantizar el cumplimiento de los compromisos de la empresa y asegurar que se mantengan los flujos de créditos para una PDVSA debilitada financieramente.

Para llevar adelante lo anterior, se requiere como se señaló anteriormente, lograr la Gobernabilidad y la Normalidad Operativa de PDVSA y de las empresas mixtas:

En términos de **Gobernabilidad**, se hace necesario un pacto entre los diferentes actores políticos que contemple la no interferencia del Ejecutivo en las actividades operacionales, ni en la designación de los ejecutivos, salvo en el nombramiento de la Junta Directiva de la Casa Matriz. Igualmente, será imprescindible un acuerdo de paz laboral con la dirigencia sindical. Así mismo, habrá que asegurar a los socios, contratistas y proveedores la continuidad de las relaciones de negocio debidamente contratadas y comprometidas.

Con respecto a la **Normalidad Operativa**, el objetivo inmediato es garantizar que la producción de petróleo y gas natural, y la refinación no sigan decayendo, que disminuya el número de accidentes y que la comercialización y las contrataciones se realicen con transparencia.

Para ello es imprescindible el respeto al personal que actualmente labora en esas actividades. En esta etapa es de vital importancia una excelente relación con los dirigentes sindicales. Así como el cumplimiento de las normas de seguridad en el trabajo, higiene ocupacional y respeto al medio ambiente.

Para regresar a la normalidad operativa completa, será necesario, resarcir a las personas naturales y jurídicas que han sido afectadas, negociando las formas de pago de las compensaciones requeri-



das. Lo prioritario será el reconocimiento oficial de todas las deudas y compromisos con el personal ilegalmente expulsado en 2002 y 2003. La designación de una nueva Directiva debe inspirar confianza tanto a los trabajadores de la

IPN, como ante la sociedad venezolana. Para ello los nuevos directores deben ser reconocidos por su honradez, ecuanimidad, conocimiento del negocio y capacidad gerencial. A esta directiva le corresponderá reorganizar a la empresa para mejorar la eficiencia y eficacia de la misma.

Finalmente está el tema del manejo de los recursos humanos actualmente trabajando en la estatal. En el 2002 PDVSA contaba con una nómina de 39.354 trabajadores propios y 28.329 contratados y estaba en reducción. En la actualidad, según cifras del Informe 2016 de

PDVSA, laboran 147.126 trabajadores, de los cuales 30.320 no están en actividades del sector, además hay 25.698 contratistas.

Consideramos que a los trabajadores reclutados con buenas credenciales después del 2002, solo se les exigiría que no participen en actividades políticas partidistas dentro de la empresa. Los trabajadores que no estén calificados deberán someterse a un período intensivo de entrenamiento.

A los trabajadores despedidos ilegalmente en el 2002-2003 deberá reconocérseles todos los derechos laborales atropellados y su regreso a la estatal dependerá de las necesidades de la misma, y de que estos estén en capacidad profesional de regresar. Los aptos para la jubilación deberán ser jubilados.

PDVSA tiene actualmente 118 Unidades Productivas, 28 Empresas y 6 Grupos Industriales no relacionadas con el negocio de los hidrocarburos, organizaciones que no tienen nada que ver con la misión de una verdadera empresa petrolera. Esas organizaciones y su personal deben ser transferidos progresivamente

a los organismos oficiales relacionados. Los empleados de las filiales no petroleras pueden ser liquidados y asignados a las organizaciones del Estado y/o gobierno relacionadas con su trabajo. En las filiales no petroleras hay 2.607 empleados en edad de jubilación, por lo que la situación crítica para moverlos se reduce (Ver Cuadro No. 7). En cualquier caso ésta será una de las primeras auditorías que tendrán que realizarse para buscar soluciones a esta situación, asesorada con una organización de Desarrollo Organizacional que debe crearse a la brevedad durante la transición.

Resumiendo, la República de Venezuela deberá:

- a. Lograr la Gobernabilidad de PDVSA. Se hace necesario un pacto entre los diferentes actores políticos que contemple la no interferencia del Ejecutivo en las actividades operacionales, ni en la designación del tren directivo y gerencial, salvo en el nombramiento de la Junta Directiva de la Casa Matriz. Igualmente, será imprescindible un acuerdo de paz laboral con la dirigencia sindical. En las filiales petroleras 40.124 empleados tienen 45 años o más, y de estos 13.597 ya están

- en edad de jubilación (Ver Cuadro No. 6). El resto de los empleados, en edad laboral, en la medida que haya más empresas privadas, que pagarían en dólares a sus empleados y con Actas Convenio laborales mejores que la Convención Colectiva de PDVSA, irían renunciando a PDVSA y pasando a las mismas, y esto es válido para las dos Nóminas. Hay que tener presente que con reglas claras, respeto a la propiedad y estado de derecho, las empresas relacionadas con el negocio de hidrocarburos que se establecerán en el país deben contarse por miles.
- b. Garantizar la seguridad energética del país. La “Seguridad Energética” implica que deben producirse en el corto plazo el petróleo y el gas natural para producir por lo menos 573.000 b/d de productos refinados (en especial gasolinas y diesel, incluyendo 10.000 b/d de asfalto), 90.000 b/d de gas licuado de petróleo (gas de bombona) y 3.000 MMpc/d de gas metano. PDVSA y los particulares tendrá cada uno una alícuota de su producción para cargar las refinerías y atender el mercado interno, lo demás podrán exportarlo.
 - c. Dictar todas las medidas necesarias para impulsar el desarrollo acelerado de la producción de gas natural para atender al máximo el parque termoeléctrico
 - d. Garantizar la continuidad operacional, permitiendo a las empresas Mixtas producir al máximo (dejándolos trabajar), y promoviendo la política financiera aplicada por Chevron al Cambo Boscán; permitiendo que los particulares comercialicen el crudo producido; y puedan repatriar sus capitales (como en Cuba y otros países petroleros)
 - e. Establecer las reglas claras para atraer los capitales nacionales e internacionales, *know-how* y tecnologías que se necesitarán para desarrollar plenamente los recursos de hidrocarburos.
 - f. Proceder a desarrollar las reservas probadas no desarrolladas de petróleo y gas natural, aumentar el factor de recobro de los yacimientos, otorgar los recursos (prospectos) existentes en tierra y costa afuera.
 - g. Proceder a desarrollar las reservas no desarrolladas del Campo Faja del Orinoco, permitiendo el libre uso por los particulares de las 13 tecnologías para explotarla y las 5 tecnologías para comercializarla.

11. Propuestas a mediano plazo

Con respecto a la producción, hemos insistido que los volúmenes a producirse lo dictarán en primer lugar lo requerido para la “seguridad energética” (el mercado interno) y lo que digan los mercados internacionales en materia de exportación. Cada licenciatario utilizará y aprovechará la que más le convenga, en la medida que consiga sus mercados. En lo anterior hay que destacar que ni el Ente Regulador, y mucho menos el Gobierno de turno deben inmiscuirse en estas decisiones de los particulares (la OPEP, compromisos

geopolíticos dixit). Si el gobierno desea negociar petróleo por alguna razón política lo puede hacer con una porción de las regalías en efectivo que le pueda corresponder como se hizo en el pasado (recordando que el grueso de las mismas irá al Fondo de los ciudadanos). En el periodo 1999 – 2014, la producción de los crudos más comerciales ha caído estrepitosamente: los livianos han disminuido en 817.000 b/d y los medianos en 518.000 b/d, lo que explica la caída en estos crudos procesados por las refinerías nacionales, y la necesidad de comprar más insumos del exterior (ver Cuadro No. 3).



Factores a tomar en cuenta para elevar la producción en el mediano plazo:

1. La primera opción es desarrollando las reservas probadas no desarrolladas.
2. Un segundo elemento a considerar para hacer estimados de producción futura de petróleo es la cifra de “factor de recobro”, es decir la cantidad de petróleo que se puede recuperar del petróleo total en los yacimientos, con las tecnologías, recursos humanos y precios existentes. Como se explicó antes, en el caso de Venezuela PDVSA ha informado que el factor de recobro de los crudos condensados/livianos/medianos está en 30,23%; el de los crudos pesados y extra pesados en 11,05%, para un promedio nacional de 15,45%. Este promedio nacional está muy por debajo del promedio estimado internacional (50%), lo que dice que hay oportunidades de elevar la producción elevando el factor de recobro de los yacimientos, tanto en las áreas activas como en las inactivas.
3. El otro factor a considerar para elevar la producción es el número de pozos inactivos existentes en las áreas operadas hoy por PDVSA, de los cuales un pequeño % de los mismos se podría reactivar, y

lo más importante, es que en sus áreas de influencia hay reservas probadas que solo debe procederse a explotarlo con pozos nuevos y nuevas tecnologías de producción. Hemos aclarado que esa figura de “pozos cerrados capaces de producir” no es que se van a abrir y punto. Algunos técnicos consideramos que miles de esos pozos están perdidos (no pueden ser recuperados), por el tiempo que tienen inactivos, y habrá que reemplazarlos completamente con pozos nuevos. Muchos de estos pozos están en campos totalmente inactivos, que deberían darse en Contratos de Servicio y luego en Licencias, pero la mayoría está en áreas en producción de PDVSA, lo que dificulta su asignación individual, pero pueden ser tratados por empresas mixtas que también manejarían los pozos activos vecinos (el



- caso de los campos Boscán y Dación son emblemáticos en este modelo). En la 1ra. Ronda se “reactivaron” 177 pozos de esos pozos, en la 2da. Ronda 1.627, y en la 3ra. Ronda 1.635 pozos para un total de 3.439 pozos. Muchos fueron reemplazados por pozos nuevos. Nuestra propuesta es que PDVSA vaya asignando todas sus áreas bajo la figura de Contratos de Servicio (Convenios Operativos) mientras se cambia la Ley de Hidrocarburos para pasar todo a Contratos de Producción Compartida (PSA).
4. Explorando y desarrollando los recursos por descubrir, tanto en tierra como costa afuera. Este fue el caso de las 8 áreas que se otorgaron bajo la figura de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas, donde PDVSA podía llegar a tener hasta 35% de participación, bajo la figura de Ganancias compartidas o “*Profit Sharing*”, es decir la estatal corría con su porcentaje en los CAPEX y OPEX. De allí nuestra propuesta de los “*Production Sharing*” donde el dueño del recurso no corre con los gastos de CAPEX y OPEX, y solo comparte con el socio particular un porcentaje de la producción. Estas figuras de Contratos las hemos explicado muy bien en nuestros Barriles de Papel No. 86 y 87.

De las 8 áreas licitadas 3 resultaron exitosas (La Ceiba, Golfo de Paria Este y Oeste), es decir un éxito exploratorio de 37,5%, muy bueno para la actividad. La oportunidad es clara porque hay más de 650 Prospectos para ofrecer por el Ente Regulador, y ya aparecerán los particulares interesados en buscar para sus mercados y refinerías crudos livianos en esas áreas tradicionales.

Para satisfacer el mercado interno, a cada productor se le podría fijar una cuota en función de su producción, y este tendría que entregarlo a la refinería de su conveniencia, y de común acuerdo con el Ente Regulador.

La administración actual ha facilitado el trabajo para la transición con la creación de la nueva CVP (1998), la cual fue diseñada para administrar los negocios aguas arriba de la estatal, no operarlos.

Desde el primer día, el ministerio de Petróleo, conjuntamente con miembros de la directiva de PDVSA nombrados para tal efecto, deben comenzar a dar los pasos necesarios para llevar a la IPN a una situación de óptimo desarrollo y actuación.

Como dijimos anteriormente en el corto plazo la estatal debe mantener su actividad que hoy realiza como “esfuerzo propio”, así las Empresas Mixtas,

pero en el periodo de transición las Empresas Mixtas deben aumentar su producción al máximo (PDVSA debe dejarlas trabajar) y la estatal ir reduciendo su participación en la producción.

PDVSA no debe crecer más, e ir pasando sus actividades de “esfuerzo propio” a Contratos de Servicios (los anteriores Convenios Operativos); así, todas las áreas inactivas y las áreas nuevas, deben ser pasadas al Ente Regulador para que las licite primero como Empresas Mixtas (51-49% que lo permite la Ley Orgánica de Hidrocarburos), que al reformarse la Ley se convertirían en Contratos de Producción Compartida (“*Production Sharing*”), contratos en los cuales el dueño del Recurso, los ciudadanos, no tienen que invertir (CAPEX) ni correr con los gastos (OPEX) de exploración y explotación. PDVSA debe convertirse eventualmente en solo la administradora del recurso de los ciudadanos, y dejar de ser una operadora, para alejar el fantasma de “La Tentación Totalitaria” que aleja a los inversionistas nacionales e internacionales. Esta Tentación es la que estamos viendo en Colombia con Ecopetrol, en Brasil con Petrobras y en Perú con Petroperú, donde las estatales, después del éxito de las empresas particulares, dicen que ellos lo pueden hacer, y no les están renovando las licencias, o como en el caso de Brasil, que se cambió la Ley para que la estatal sea la única

operadora en las áreas nuevas, y los socios bien gracias. Afortunadamente, con la caída de los precios se revirtió la situación, y ya Petrobras no será la operadora del “Pre Salt”.

Como dijimos, la figura de Producción Compartida (“*Production Sharing*”) se ha estado utilizando exitosamente en muchos países petroleros, y más recientemente en la Reforma Energética de México, y para la explotación del “Pre-Salt” de Brasil.



Para el desarrollo de los recursos de gas natural, la situación es más fácil, porque esta actividad no está reservada al Estado, por lo que el Ente Regulador debe comenzar una vez constituido a ofrecer todas las Rondas que sean necesarias para la explotación del gas natural Costa Afuera.



12. Conclusiones

Una propuesta para rescatar la industria petrolera nacional pasa por garantizar la “Seguridad Energética”, y esta va a depender de comprometerse a manejar, con el concurso de los mejores, la gobernabilidad de la estatal PDVSA y la continuidad operacional. Habrá medidas críticas que tomar en el muy corto plazo (*the day after*), en especial dejar trabajar a los socios actuales de las empresas mixtas, que son los que pueden mantener y elevar la producción en el menor tiempo; y desarrollar políticas en materia de energía para asegurar el mediano plazo, o periodo de transición.

Venezuela debe prepararse para aprovechar “la ventana” que le queda al petróleo, dentro de su protagonismo en la matriz energética mundial, así como avanzar en medidas concretas para desarrollar los recursos de gas natural, combustible que tiene mucho más futuro que el petróleo. Todo lo anterior tiene que contar con la voluntad de los Grupos de Interés, en especial los políticos. Y estos entender que los hidrocarburos no son estratégicos, ni sus industrias son básicas; así mismo que no tienen nada que ver

con la soberanía ni con la independencia del país. Venezuela tiene los recursos de petróleo y gas natural para llevar adelante el rescate de la industria Petrolera Nacional (IPN), que es mucho más que PDVSA. Este rescate necesitara inmensas inversiones de nacionales y extranjeros, así como la participación de las mejores empresas internacionales, que traerían su *know-how* y tecnologías. Para garantizar lo anterior, el país debe dar claras muestras que respetara los compromisos que se adquieran, el respeto a la propiedad privada y el estado de derecho, es decir, las reglas deben estar muy claras. En lo económico desmontar el control de cambio, y permitir la libre expatriación de los capitales; en lo laboral desmontar las decenas de leyes que hoy asfixian la actividad privada.

La estatal PDVSA debe dejar de ser operadora, para eliminar la “tentación totalitaria”, y convertirse en una excelente administradora del recurso de todos los venezolanos, para que a nombre de estos firme y administre los contratos que sean necesarios con el sector privado nacional e internacional, en especial los Contratos de Servicios, y los Contratos de Producción Compartida, entre otros.

Resumiendo, será necesario:

I. En el muy corto plazo:

- Crear el Ente Regulador de los Hidrocarburos (con una Ley Especial)
- La designación de la nueva Directiva de la estatal PDVSA debe inspirar confianza tanto a los trabajadores de la IPN, como ante la sociedad venezolana.
- Desde el primer día, el ministerio de Petróleo, conjuntamente con los nuevos miembros de la directiva de PDVSA, deben comenzar a dar los pasos necesarios para llevar a la IPN a una situación de óptimo desarrollo y actuación.
- Se hace necesario un pacto entre los diferentes actores políticos que contemple la no interferencia del Ejecutivo en las actividades operacionales, ni en la designación del tren directivo y gerencial de la estatal.
- Será imprescindible un acuerdo de paz laboral con la dirigencia sindical.
- Identificar el personal prioritario y las posiciones para garantizar la continuidad de las operaciones.
- Tomar control inmediato de los sistemas prioritarios de información, tales como los operacionales, finanzas, comercio internacional y nómina.
- Establecer un Plan de Comunicaciones Internas permanente, que baje la incertidumbre en el personal y genere un clima propicio a la continuidad operativa.
- Realizar auditorías técnico-operacionales y de procesos administrativos en las principales áreas del negocio y en los programas de responsabilidad social.
- Será necesario realizar una auditoría técnico-financiera, de reservas, del estado de los yacimientos e instalaciones, así como evaluar rigurosamente la viabilidad de aumentar la producción.
- Asegurar instalaciones de alta criticidad tales como refinerías y llenaderos de combustible, gasoductos, plantas compresoras de gas y centros de despacho de gas.
- Comenzar a enviar al mundo señales de estabilidad y legalidad que generen confianza.
- Contactar a la comunidad financiera nacional e internacional para garantizar el cumplimiento de los compromisos de

la empresa y asegurar que se mantengan los flujos de créditos para una PDVSA debilitada financieramente.

- Respecto a las relaciones entre los propietarios del recurso y los particulares

II. En el Mediano Plazo

Se escucha decir que los países no se suicidan. Yo diría que perder oportunidades es una forma de suicidio.

- Comencemos con el eufemismo del desarrollo. Somos un país “en desarrollo”... y ¿dónde estamos con respecto a 1975 (año de la estatización de la Industria Petrolera Nacional-IPN)? Sí ahora tenemos más reservas petroleras y de gas natural, sí los precios de la cesta petrolera en este tiempo de 2,0 US\$/barril llegaron a promediar 103,42 US\$/barril en 2012, y hoy la cesta venezolana está en 64,29 US\$/barril (abril 2018), o 406,31 Yuanes/b como lo reporta el ministerio de Petróleo, y los ingresos de divisas al país han sido las mayores de la historia. ¿Hemos dejado de ser un país que vive de un solo producto? ¿Ha mejorado sustancialmente la calidad

de la educación y la salud? ¿Ha mejorado sustancialmente la calidad de vida y el ingreso per cápita de la población, en especial en los estados petroleros? ¿Hay más seguridad social? En Venezuela lo público se ha convertido en propiedad del gobierno y de las distintas elites o Grupos de Interés.

- Escribió un politólogo: “En política lo que cuenta es la percepción de la realidad no la realidad misma”. Tendremos que hacernos una pregunta importante: ¿está Venezuela preparada para los cambios? ... si la respuesta es no... ¿entonces? Otro aspecto no menos difícil es ¿qué vocería política va a transmitir los mensajes que se acuerden por consenso? Porque se podrá hablar mucho del QUE, donde la mayoría está de acuerdo, pero la dificultad está en el CÓMO.
- Otra incógnita: sí estamos hablando de futuro: ¿con que burócratas llevar adelante los cambios?... ¿quiénes quedarán en el gobierno?, teniendo en cuenta que para los grandes cambios ya no existe una Acción Democrática, ni un Pacto de Punto Fijo, sino que esta vez a los acuerdos políticos habrá

que llegar entre los miembros de la Mesa de la Unidad Democrática (la MUD), o de su reemplazo, y muy probablemente con miembros del actual partido de gobierno (PSUV). A muchos nos es difícil aceptar esta situación, pero no hay otra porque las soluciones y decisiones no son técnicas sino políticas!

- Por supuesto, nuestra clase política tendrá que pensar de cómo pasar de la vocación de poder a la vocación de logro. No hay otra salida, porque las razones y explicaciones técnicas nunca serán suficientes.
- En esta ocasión no se tocará el tema de la descentralización de las Comisiones y Entes reguladores, actividades que se harán relevantes de pasar el país de ser Centralista a ser una verdadera República Federal (Art. 4to, de la Constitución).

La institución del Ministerio moderno y de los Entes (Agencias, Comisiones) asesores, Consejos y/o reguladores

- Las propuestas institucionales que se plantean, están en línea con crear la base legal y la normativa para aprovechar el tiempo que el petróleo (al gas natural le queda más

tiempo) estará en la cúspide de la demanda energética mundial, unos 30 años, que sirva para apuntalar a los otros sectores de la economía, en especial el de los servicios (comercio, transporte, comunicaciones, banca y finanzas, turismo, hotelería, entretenimiento, ocio, cultura, espectáculos, salud, educación, la administración pública y los llamados servicios para el público); así, una industria pesada aguas abajo (productos de refinería y petroquímica); una industria mediana y ligera que le de apoyo al sector de los hidrocarburos (en especial la metal-mecánica, metalurgia, madera, cerámica, construcción y comunicaciones entre otras), así como una agricultura, ganadería y pesca suficiente para auto abastecerse.... El mensaje es que el país tiene que moverse a producir el grueso de su riqueza económica, desde la pura explotación de los recursos naturales, a su manufactura, y finalmente a partir de los servicios (que es el sector que produce mayor empleo directo e indirecto y más riqueza), utilizando como palanca lo que produzcan los hidrocarburos y otras materias primas. Esto no es imposible. Como referencia podemos ver lo que ocurrió en los estados de California,

Texas, Pennsylvania y Oklahoma, que fueron al comienzo productores de materias primas, en especial petróleo; o el de Massachusetts que no tiene recursos naturales y su PIB es similar al de Venezuela. Así también, bastaría analizar la economía de los cuatro Tigres Asiáticos (Hong Kong, Singapur, Corea del Sur y Taiwán), o la de Malasia, o Nueva Zelanda, países con mucho menos recursos naturales que Venezuela.

- Las propuestas institucionales en materia de hidrocarburos tendrán como objetivo: 1) Reactivar las áreas inactivas (campos y pozos); 2) Desarrollar las reservas de petróleo y gas natural no desarrolladas; 3) El desarrollo de las actividades de gas natural (producción, procesamiento, transporte, distribución y comercialización); 4) Industrializar el petróleo y el gas natural (industria de manufactura “aguas abajo”



y petroquímica); y 5) La Faja del Orinoco a desarrollo acelerado como el mercado acepte sus crudos extra pesados y bitúmenes. Y por supuesto garantizar la gobernabilidad del Sector, en especial la de la casa Matriz en un periodo de transición.

- De entrada hay que dejar claro e insistir que la industria petrolera venezolana debe ser más que Petróleos de Venezuela (PDVSA). La estatal ha secuestrado esa industria de tal forma que ha vedado a los particulares de participar libremente en ella. La industria petrolera venezolana, desde hace mucho tiempo, ha estado signada por una serie de mitos y paradigmas que no han permitido que se desarrolle plenamente, para beneficio de todos los venezolanos.
- Es necesario catapultar la industria petrolera a las posiciones que tuvo a principio de la década de los '70, y a finales de los '90, cuando alcanzó su máximo nivel de producción de petróleo y era un importante refinador y exportador. Es hora que todos los venezolanos de buena voluntad (del gobierno y de la alternativa democrática) se unan



para volver a colocar la industria en el sitio donde estuvo, ahora más globalizada, y a la altura de la economía energética mundial. La humanidad requerirá el petróleo y el gas natural venezolanos. Y hoy por hoy será la fuente energética más segura y barata para el hemisferio occidental, y las economías emergentes.

- Esta propuesta es liberal y profundamente democrática, y haría al Estado menos empresario, y la estatal petrolera sería una empresa más, esta vez más administradora y menos compitiendo con el sector privado en las operaciones de producción, manufactura, distribución y comercio. Es obvio que el sector privado nacional e internacional serían los mayores productores al tener pleno acceso a las actuales áreas inactivas y a las áreas nuevas.
- Por lo demás, Venezuela necesita es un Estado no empresario, pequeño pero fuerte, con sólidas instituciones y una burocracia profesional como la de los países del primer mundo, que hagan énfasis en el mejor desempeño de los ministerios “sociales”: educación, salud, vivienda, seguridad, infraestructura (electricidad, gas, agua, aseo urbano, vialidad), como única forma de abatir la pobreza y movernos hacia perte-

necer al primer mundo. Un país de oportunidades, donde se respete la propiedad privada y el estado de derecho.

- Los cambios propuestos incluirán reformas de la legislación de hidrocarburos, para crear un instrumento que favorezca la inversión nacional e internacional y el crecimiento en todas las fases del negocio, con reglas claras; y la ley que establecerá el destino de los recursos que reciba la Nación por concepto de impuestos y regalías. Por supuesto, hay elementos por resolver para llevar adelante estas ideas, siendo resalante la voluntad y actitud de las élites (mejor llamarlos los factores de poder) políticas, industriales, financieras, académicas y sindicales, que tendrán influencia en la implantación de tales medidas. Otro elemento a eliminar es el fantasma que con estas decisiones se está perdiendo soberanía, y que estas industrias son básicas y estratégicas; conceptos caducos y desventajosos para el pleno desarrollo del país, y muy arraigados en los políticos, los viejos y los nuevos. Hay que trabajar para crear un Estado pequeño pero fuerte y no empresario. Ya existen los borradores para esa nueva legislación. Todo lo anterior solo podrá llevarse adelante en un sistema democrático.

- Es importante aclarar que los nombres que se le asignan a las Comisiones de Energía y a los Entes reguladores en diferentes países, a veces producen confusión. Hay órganos llamados “Consejos” que en realidad son Comisiones, como es el caso del “National Petroleum Council-NPC” norteamericano; hay Consejos, que tienen funciones de hacer política energética, lineamientos y actuar como Comisión y Ente regulador a la vez, como es el caso del Consejo Nacional de Energía de El Salvador. También hay “Comisiones” como la Comisión Reguladora de Energía-CRE de México, que son Entes reguladores. Así, el término Agencia también confunde. En Colombia la Agencia Nacional de los Hidrocarburos (ANH) es un Ente Regulador; así la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) de Brasil.
- La Asamblea Nacional deberá proceder de inmediato a aprobar una Ley (tal vez de Emergencia o Habilitante por la urgencia) que cree estas dos figuras, así como el cambio de los Estatutos para la nueva empresa estatal que se propone. A partir de esa conveniente Habilitante se promulgarán las respectivas leyes que regirán todo el sector

de hidrocarburos. En la nueva Ley de hidrocarburos deben crearse estos órganos, destacando que tendrán sus respectivas leyes. En la Ley de Hidrocarburos solo aparecerán sus principales objetivos, atribuciones y funciones. En la nueva normativa deberá quedar explícita la prohibición absoluta de que el ministro de Hidrocarburos ocupe alguna posición en cualquier sector de la industria energética venezolana, diferente a la elaboración de las políticas y lineamientos. Ya se ha trabajado en los borradores para esas leyes.

El Ministerio de Hidrocarburos moderno:

- Una de las primeras medidas que debe tomarse para rescatar la industria petrolera venezolana, es la de recuperar sus instituciones, y de ellas la primera sería lo que fue una vez el Ministerio de Minas e Hidrocarburos, y luego el de Energía, y ahora de Petróleo, pero esta vez realizando las funciones que tienen los ministerios modernos.
- El rol del Ministerio de Hidrocarburos está definido en la Ley Orgánica de Administración Pública, firmada por el presidente

Chávez en 2001 (...) Los ministerios son los órganos del Ejecutivo Nacional encargados de la formulación, adopción, seguimiento y evaluación de las políticas, estrategias, planes generales, programas y proyectos en las materias de su competencia y sobre las cuales ejercen su rectoría. Es decir que la ley no le da al Ministerio la potestad de ser operador y mucho menos coordinador de la Industria de los Hidrocarburos.

- El Ministerio de Energía tendrá como rol principal ser formulador de políticas públicas, y promover estudios e investigaciones en materia de hidrocarburos y energía en general, así como representar al Estado internacionalmente en las materias de su competencia.
- Adicionalmente, en la medida que avance la democracia y la independencia de poderes, a los ministerios modernos pueden estar adscritas Oficinas, Agencias y Comisiones, para comunicarse con los ciudadanos y garantizar sus derechos, en especial la libertad de empresa, el respeto a las entidades privadas y transparencia en la información. Adscripción solo legal, pero a la vez completamente independientes del Despacho.

La Comisión Nacional de Energía:

- La Comisión Nacional de Energía y El Ente Regulador serán los organismos que garantizarán que haya un balance entre el dueño de los recursos (la Nación, es decir todos los venezolanos) y los explotadores, manufacturadores y comercializadores de los recursos. La Comisión Nacional de Energía, además de ser el máximo organismo asesor del Estado en materia energética, sería garante de la vigilancia constante de las políticas públicas de Estado en materia de hidrocarburos, para proponer los cambios que se requieran, lo que le daría más garantías y seguridad al sector privado, y al país en general.
- En la Comisión Nacional de Energía, como se dijo antes, estarán todas las entidades relacionadas con la energía: Academias, Universidades, Colegios, Sociedades y Asociaciones profesionales, empresas privadas operadoras y de servicios, entidades bancarias y financieras, entre otras. No hay que temer al alto número de sus miembros, pues estos actuarán por áreas de negocios y por Comités.

El Ente Regulador de los Hidrocarburos:

- Por lo demás, el Ente Regulador, como se dijo, será autárquico e independiente del Ministerio de Hidrocarburos y del resto de los factores de gobierno, que tendrá como objetivos hacer cumplir las leyes, controlar, supervisar y regular, a todas las empresas que estarán participando en el desarrollo de los recursos de petróleo y gas natural. Es el órgano responsable de hacer las licitaciones, otorgar los permisos, producir normas y procedimientos para regular el Sector, cálculo de las regalías, establecimiento de precios y tarifas de los derivados del petróleo y el gas natural en el mercado interno, imponer multas, actuar como juez en disputas entre empresas y entre estas y los ciudadanos, llevar las estadísticas del sector (en especial las relacionadas con la materia de reservas de petróleo y gas, la actividad exploratoria, datos de producción, taladros en operación, estado de los pozos, exportaciones por destinos, ventas en el mercado interno por productos, y las estadísticas para la materia de regalías, distribución a quienes deben ir, usos, etc.), entre otras. El caso de la Agencia Nacional Petrolera (ANP) en Brasil, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) de Colombia y la Comisión Reguladora de la Energía (CRE) de México, son el mejor ejemplo en la región de lo positivo que son estos Entes reguladores para el desarrollo de la industria de los hidrocarburos.
- La esencial característica de estos organismos es su independencia del Ejecutivo, es decir del gobierno de turno. Un caso emblemático sería la EIA. La EIA es la Oficina de Información en Energía de los Estados Unidos de Norteamérica (EE.UU.), la cual se encarga de preparar estadísticas nacionales e internacionales, y análisis y pronósticos independientes sobre todo el sector energético. La EIA es una Oficina adscrita al Departamento de Energía (DOE) de los EE.UU., es decir del Ministerio de Energía de los EE.UU., pero autónomo de este. Los invito a visitar su página Web: <http://www.eia.doe.gov/>
- Hay que hacer la observación que la actual Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (1999) creó el Ente Nacional del Gas (ENAGAS), adscrito al Ministerio de Energía de la época, pero que nunca fue independiente ni llegó a actuar como ente, siendo hoy una simple dependencia del Despacho de Petróleo. Ese Ente en la nueva Ley de Energía debe pasar a formar parte del gran Ente regulador de los Hidrocarburos.

Algunas Premisas que deben ser consideradas por el Ente Regulador para tener éxito en la Apertura:

- a. Definir muy bien lo que se quiere
- b. Venezuela perdió reputación
- c. El mercado decreciente va a influir
- d. El COP21 restringe
- e. Los activos de PDVSA están destrozados
- f. Es necesario arrancar con mínima part. de PDVSA
- g. EyP debe ser lo primero = Producir más
- h. El énfasis debe estar en los crudos tradicionales C/L/M/P
- i. Planificar con escenarios de precios bajos
- j. Planificar con escenarios pesimistas
- k. Los proyectos debe ser de corto plazo
- l. Evitar proyectos costosos

Un epílogo institucional y una propuesta final:

- Hay que insistir en que se necesita promover el desarrollo privado de la industria de los hidrocarburos en todas sus fases, para que con los recursos que produce esta se desarrollen los sectores manufactureros y de servicios, de allí la importancia de crear instituciones sólidas que exijan y vigilen sus derechos. A nivel institucional, recomendamos que deba procederse a crear una **Asociación de Productores, Procesadores, Distribuidores y Comercializadores de Hidrocarburos**. Esta organización la formaran mayormente, agrupados en empresas, los miles de venezolanos que están trabajando hoy en países como México, Colombia, Canadá y el Medio Oriente entre otros. Así mismo la integrarán, también asociados en empresas, muchos de los jubilados que han continuado activos y que ahora tienen más experiencia internacional, muchos de los expulsados y los mejores de la PDVSA actual.

- Finalmente, hay que insistir, hay elementos por resolver para llevar adelante estas ideas, siendo resaltante la voluntad y actitud de las élites (mejor llamarlos los factores de poder) políticas, industriales, financieras, académicas y sindicales, que tendrán influencia en la implantación de tales medidas. Otro elemento a eliminar es el fantasma que con estas decisiones se está perdiendo soberanía, y que estas industrias son básicas y estratégicas; conceptos caducos y desventajosos para el pleno desarrollo del país, y muy arraigados en los políticos, los viejos y los nuevos.

Propuesta final:

- Se propone realizar en Venezuela un evento internacional de alto nivel, con la participación de figuras internacionales del mundo de la política, la energía y las finanzas, para producir propuestas concretas, para hacer que se aprovechen al máximo los recursos de petróleo y gas natural de Venezuela. La Agenda a discutirse debe cubrir los siguientes temas: 1) Participación privada y oportunidades de inversión nacional e internacional para la reactivación de

pozos, actividad exploratoria, desarrollo de la Faja del Orinoco, proyectos de recuperación secundaria, nuevas refinerías y petroquímicas, y el desarrollo pleno de la industria del gas natural (producción, transporte y distribución); 2) Mecanismos de financiamiento nacional e internacional; 3) Creación de la Comisión Nacional de Energía; 4) Creación del Ente Nacional de Hidrocarburos; 5) Destino de las Regalías del Petróleo y Gas Natural; 6) Propuesta de una nueva Ley de Hidrocarburos (que luego sería parte de la Ley de Energía) y 7) Gobernabilidad.

- Los representantes del sector oficial: MINPET (Ministro y Directores), Junta Directiva de PDVSA, y de la Comisión de Energía de la Asamblea Nacional, deben considerarse invitados de primer orden, para materializar este esfuerzo, contribuyendo a su promoción y patrocinio. Así mismo, todos los portavoces de los sectores empresariales y financieros, interesados en tener un mejor país para ellos y sus hijos.
- Dar los pasos necesarios para impulsar la Industria Petrolera Nacional (IPN), en todas las fases del Negocio.

- Establecer las reglas claras para atraer los capitales nacionales e internacionales, know-how y tecnologías que se necesitaran para desarrollar plenamente los recursos de hidrocarburos.
- Tener presente que con reglas claras, respeto a la propiedad y estado de derecho, las empresas relacionadas con el negocio de hidrocarburos que se establecerán en el país deben contarse por miles.
- PDVSA debe dejar de ser una operadora y convertirla en una excelente administradora de los futuros Contratos de Producción Compartida ("*Production Sharings*"), y para las actuales actividades que realiza PDVSA como de esfuerzo propio se transformen en Contratos de Servicio.
- Revisar todos los acuerdos geopolíticos internacionales y acondicionarlos a los mejores intereses de la República.
- Comenzar el proceso de ajustes del precio de todos los combustibles, y la revisión de la política de subsidios.
- Revisar la relación Estado-Sociedad con respecto a la renta que produce la actividad de los hidrocarburos, para que esta vaya directamente a los ciudadanos.
- Iniciar los procesos para modificar la legislación en materias de hidrocarburos para facilitar la ejecución de los puntos antes mencionados.
- Promover el desarrollo de las ciencias y tecnologías, creando oportunidades para la investigación y desarrollo en todas las fases de los sistemas de oferta y demanda de los sistemas energéticos.
- En materia de Recursos Humanos:
- Resolver la situación de los recursos humanos actualmente trabajando en la estatal.
- A los trabajadores despedidos ilegalmente en el 2002-2003 deberá reconocérseles todos los derechos laborales atropellados, y su regreso a la estatal dependerá de las necesidades de la misma, y de que estos estén en capacidad profesional de regresar. Los aptos para la jubilación deberán ser jubilados.
- Resarcir a las personas naturales y jurídicas que han sido afectadas, negociando las formas de pago y de las compensaciones requeridas.
- Los trabajadores reclutados con buenas credenciales después del 2002, solo se les exigirá que no participen en actividades

- políticas partidistas dentro de la empresa.
- Los trabajadores que no estén calificados deberán someterse a un período intensivo de entrenamiento.
 - Las 118 Unidades Productivas, 28 Empresas y 6 Grupos Industriales no relacionadas con el negocio de los hidrocarburos, organizaciones que no tienen nada que ver con la misión de una verdadera empresa petrolera, y su personal deben ser transferidos progresivamente a los organismos oficiales relacionados.

13. Referencias

American Petroleum Institute (API) (1976)
"Organization and Definitions for the Estimation of Reserves and Productive Capacity"; US

Barriles de Papel (2006-2018): <http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/> y <http://petroleumag.com/>

Centro de Orientación en Energía (COENER),
 Comunicado No. 1 (29 de junio 2011)

<http://coener2010.blogspot.com/>

Gonzalez C., Diego J. (2017): La Ingeniería y el Hábitat en la Normativa de Hidrocarburos- Propuestas para la reforma de la normativa actual de Venezuela, en materias de hidrocarburos d.r. © (pág. 19 y siguientes)

Martínez, Aníbal (2004), *La Faja del Orinoco*, Editorial Galac, Caracas

Ministerio de Petróleo (2012): PODE varios años <http://www.menpet.gob.ve/secciones.php?option=view&idS=21>

Ministerio de Petróleo, *Dirección de Exploración y Producción* (2005). *"Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos"*

Naciones Unidas (2009) Clasificación de Recursos y Reservas: http://www.unece.org/energy/se/unfc_2009.html

National Petroleum Council (2007): <http://www.npchartruthsreport.org/>
 OPEP (2015): http://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm

PDVSA (2014) Informe de Gestión: <http://www.pdvsa.com/interface.sp/database/fichero/free/9689/1675.PDF>

PDVSA (2016) Informe del Comisario, pág. 46

Precios del petróleo: http://www.minpet.gob.ve/images/precios_petroleo/precios_pdf/Precios_petroleros-de-23-04al27-04-18.pdf

Production Sharing Agreements (2013): <http://openoil.net/understanding-oil-contracts/>

Propuestas del Centro de Estudios de Energía de Venezuela (CEEV) de Cedice-Libertad (2017), Caracas

Quintini, Cesar (2013), Academia nacional de la Ingeniería y el Habitat (ANIH). *El Sistema Energético Venezolano: Fundamentos sobre el Suministro Eléctrico*, Caracas: http://www.acading.org.ve/info/publicaciones/libros/pubdocs/EL_SISTEMA_ENERGETICO_VENEZOLANO.pdf

Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo (SVIP) (1969). *Foro sobre la Reversión de las Concesiones Petroleras, a partir de 1983*. Colegio de Ingenieros de Venezuela, Caracas

Society of Petroleum Engineers (2011). "Guidelines for Application of the Petroleum Resource Management System (PRMS)", US http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf

United Nations (2009). "United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources"

US Securities and Exchange Commission – SEC <http://www.sec.gov/about/whatwedo.shtml>

Ing. Diego J. González Cruz, PE.

*Senior Associate E&P and Natural Gas
GBC Global Business Consultants
(www.gbc-iaa.com)*

*Miembro Correspondiente de la Academia Nacional de Ingeniería y el Hábitat
Fundador y Ex Presidente del Centro de Orientación en Energía (COENER)
Coordinador del Centro de Estudios de Energía (CEEV) de CEDICE-Libertad
gonzalezdw@gmail.com
<http://coener2010.blogspot.com/coener2010.blogspot.com/>
<http://cedice.org.ve/category/politicas-publicas/centro-de-est-energia-venezuela/>
+58 416 605 82*

Así encontraremos nuestra industria petrolera si no reaccionamos.





Fuente: <http://www.gutenberg.org/files/53672/53672-h/53672-h.htm>

Y recordar el **“El Efecto Pigmalión”** tenemos que ser optimistas, y recordar las palabras de Peter Drucker: *“There is nothing quite so useless as doing with great efficiency something that should not be done at all.”*



UNIVERSIDAD
METROPOLITANA
RF J-00065477-E

