



**Perspectivas Tecnológicas Energéticas y Oportunidades de Investigación
y desarrollo. Consecuencias para Venezuela**

Mireya R. Goldwasser (coordinadora)

Benjamín Scharifker

César Quintini

Daysi Rojas

Eduardo Buroz

Jorge Mostany

José Manuel Aller

Liliana López

Rafael Lairé

I. INTRODUCCIÓN

El siguiente capítulo fue preparado por un grupo de miembros de la Academia de Ciencias Físicas, Matemáticas y Naturales (ACFIMAN) conjuntamente con miembros de la Academia Nacional de Ingeniería y el Hábitat (ANIH) e investigadores de la Universidad Simón Bolívar, con la finalidad de analizar y reflexionar sobre la situación energética de Venezuela, haciendo énfasis en las perspectivas tecnológicas energéticas y las oportunidades de investigación y desarrollo.

Los cambios mundiales en el desarrollo de nuevas fuentes primarias de energía y la evolución nacional en la estructura de la matriz energética para el consumo interno, pueden tener consecuencias de diversa índole. Los trabajos que se desarrollan intentan vislumbrar los cambios que podrían ocurrir en el modelo de desarrollo nacional, basados fundamentalmente en la exportación de hidrocarburos, y las acciones que se tendrían que emprender para moderar sus efectos negativos y potenciar los positivos. Se trata de identificar la contribución del esfuerzo científico en esas acciones, mediante el planteamiento de algunas líneas de investigación.

Los sucesos que acaecen respecto al replanteamiento de la política energética mundial, tienen efectos dobles ya que, pueden contraer la demanda de fuentes generadoras de gases de efecto invernadero y estimular el desarrollo de nuevas fuentes de energía, pero pueden también inducir a encontrar nuevos métodos para mantener el confort y bienestar con un consumo energético menor. Adicionalmente, los descubrimientos de fuentes no convencionales de energía fósil en grandes cantidades y explotables a precios competitivos con las convencionales y las opciones de generación alternativa pueden dar lugar a presiones sociales y económicas que induzcan cambios en las posturas políticas de los países frente al consumo de combustibles fósiles. Estas posibilidades que incitan la reflexión deben ubicarse en dos referentes espaciales, lo que sucederá en el mundo y fundamentalmente, en los grandes centros importadores netos de energía y lo que pudiera ocurrir en Venezuela en respuesta a las variables de consumo interno, necesidades de exportación y compromiso internacional frente al cambio climático.

Se percibe un movimiento mundial a racionalizar el consumo de energía y a modificar la matriz energética mediante el ahorro de energía y el desarrollo de nuevas fuentes, incentivando el desarrollo de una conciencia colectiva de la relación existente entre los gases de efecto invernadero y el cambio climático mundial. Se observa una fuerte tendencia a la reducción, para una posible y futura sustitución del uso de combustibles fósiles no amigables con el ambiente (petróleo en todas sus formas y carbón). Existe una fuerte presión a nivel internacional en las academias y centros de investigación por la utilización de energías alternas (o no convencionales) como la solar, eólica, geotérmica, biomasa, mareomotriz y nuclear.

La planificación con fines de provisión segura de energía es un ámbito de actuación interdisciplinario con propósito integrador, se pretende el mayor conocimiento del todo, sin abandonar el entendimiento de las partes. En el caso venezolano el problema es más complejo, pues no solo es necesario satisfacer la demanda de combustibles y de

electricidad, sino que es vital considerar la provisión de productos energéticos de exportación, para garantizar los recursos fiscales requeridos para el desenvolvimiento del país.

Una técnica adecuada para formular estrategias para el desarrollo y seguridad energética es, como se ha mencionado, la imaginación de escenarios. Estos describen una situación futura que se supone que podría ocurrir. Estructurar un escenario posible puede ir desde un simple ejercicio perceptivo, basado en la interrelación subjetiva de elementos concretos y de tendencias, a un complejo proceso de interrelación matemática de variables. En la realización de la planificación energética se usan modelos y técnicas estructuradas para el desarrollo de escenarios. A lo largo del documento se mencionan algunos de ellos y se consideran sus resultados.

La conciencia de cambio de la matriz energética mundial va surgiendo de evidencias que se acumulan día tras día. En el documento se resaltan algunas de estas evidencias los cálculos de la demanda humana por recursos y servicios ambientales, que contempla lo necesario para la alimentación, los recursos naturales explotados y la capacidad para secuestrar el carbón producido por el uso de los combustibles fósiles, han superado en 7 meses y 20 días, la capacidad de regeneración de la Tierra para el año 2013, eso indica que hay un excedente de 4 meses y 10 días incapaz de entrar el sistema natural de regeneración del planeta y seguramente esto fue así años atrás, todo lo cual evidencia que se han superado los límites planetarios. A las nuevas fuentes primarias de gas y de petróleo de lutitas se le atribuyen numerosos impactos ambientales que aún están sobre la mesa de discusión, con la consecuencia que algunos países se acogen al principio de precaución, mientras que otros adoptan políticas audaces, confiando la respuesta tecnológica y otros asumen una posición de cautela, esperando por mayores evidencias científicas en uno u otro sentido. De lo que no hay duda, es que estas fuentes están vinculadas al carbón, en momentos en que el mundo demanda fuentes no carbónicas, para evitar la contribución a la generación de gases de efecto invernadero. Es un tema extremadamente álgido para Venezuela, por lo que puede representar la el mercado de exportación de hidrocarburos si todos los países decidiesen su uso, o por la crisis para los países productores de petróleo si se decidiese la eliminación, así sea gradual, de las fuentes energéticas basadas en carbón.

El documento advierte, citando fuentes precisas, que las grandes economías del mundo establecieron en 2005 un plan de acción, basado en las siguientes estrategias:

- Cambios en el uso de la energía
- Uso eficiente de la energía a través de acciones específicas, como: reducción de GEI, captura de carbono, incremento en la eficiencia y ahorro energético.
- Investigación y desarrollo (ID) en tecnologías energéticas.
- Financiamiento para la transición hacia energías más limpias.
- Gestión del impacto del cambio climático.
- Lucha contrala la tala ilegal de los bosques.

Las circunstancias políticas, económicas y sociales presentes en la actualidad en esas economías apuntan a que esas estrategias sean dejadas de lado, con las consecuencias que ello implicaría. En el documento se profundiza en el cambio de la estrategia de desarrollo de nuevas fuentes energéticas y sus consecuencias ambientales.

En el plano nacional se evidencia un cambio en la estrategia en el desarrollo de fuentes primarias de generación de electricidad, al pasar de la generación hidroeléctrica a la generación termo eléctrica. Este cambio es, sin lugar a dudas, crucial, al considerarlo en el esquema mundial de desarrollo de fuentes energéticas, pero pasa a un plano de menor relevancia al analizarlo como parte del conjunto de la crisis del sector eléctrico venezolano.

El documento considera la desatención a aspectos claves del proceso de satisfacción de la demanda energética por ausencia de acciones gerenciales como planificación, inversiones y mantenimientos indispensables para el crecimiento del sector eléctrico. A ellos se añaden acciones institucionales y políticas inadecuadas que han obstaculizado la solución de los problemas en las áreas clave de generación, transmisión y distribución. El documento advierte que la crisis que se visualizó desde 2001 y que se manifestó con toda crudeza desde 2008, se continuará profundizando a menos que se resuelvan los problemas estructurales de planificación, inversión, gerencia, mantenimiento y operación, unido a un proceso educativo de la población para realizar un uso racional del recurso energético y propone las medidas requeridas en el sector eléctrico en el corto, mediano y largo plazo para producir los cambios esenciales en la gerencia, planificación, operación y mantenimiento del sistema eléctrico venezolano.

Venezuela es un país dependiente de la economía de los hidrocarburos y por lo tanto tiene el deber de analizar su futuro como país productor de hidrocarburos. Las fuentes de mayor dimensión con que cuenta el país son los petróleos pesados y extra pesados de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) y el gas natural. El documento considera ambas fuentes y sus perspectivas de desarrollo, pero además agrega una consideración a los yacimientos no convencionales de hidrocarburos.

En Venezuela las acumulaciones de hidrocarburos que podrían considerarse contenidas en yacimientos no convencionales pueden relacionarse a arenas bituminosas, crudos pesados a extra pesados, metano en estratos carbón y lutitas gasíferas. La alta demanda de hidrocarburos a nivel mundial y el alto contenido de yacimientos con crudos pesados y extra pesados en Venezuela, hace necesario mantener y aplicar nuevas metodologías para su explotación. Adicionalmente el interés en el uso del gas como fuente alterna de energía, requiere conocer donde pueden ubicarse formaciones geológicas con estratos de carbón que contengan metano o lutitas gasíferas, que puedan haber generado gases y estos se encuentren atrapados en las lutitas o en yacimiento cercanos a estas (gas no asociado).

Con el incremento en la demanda de hidrocarburos como fuente de energía a nivel mundial, su producción en yacimientos no convencionales, incluyendo los crudos extra-pesados, es de gran importancia. Venezuela como país productor de crudos, debe considerar el estudio de los hidrocarburos contenidos en yacimientos no convencionales, como una fuente de energía alterna y para el beneficio económico de nuestro país.

En esta sección se presentan algunos aspectos sobre los yacimientos no convencionales, incluyendo sus características, algunos antecedentes del estudio de yacimientos de hidrocarburos no convencionales en Venezuela y las perspectivas futuras.

Es evidente que si se reduce el consumo nacional de combustibles líquidos, éstos se pueden exportar y los ingresos que se perciban deben acreditarse a la fuente alterna que los sustituya, lo cual puede lograrse incrementando la generación hidroeléctrica, aumentando el

suministro de gas o utilizando los hidrocarburos extra-pesados de los que Venezuela posee abundantes reservas.

Según los especialistas, Venezuela tiene suficientes recursos en la forma de gas natural y potencial hidráulico, que no debiera ser necesario incurrir en el consumo de hidrocarburos exportables para la generación de electricidad, no obstante se requiere tiempo para aplicar las correcciones necesarias. Es allí cuando surge la posibilidad de uso de los hidrocarburos extra-pesados como una fuente inmediata. En una etapa inicial es posible que una opción de esta naturaleza resulte atractiva, no solamente por los ahorros potenciales que implica, sino por la oportunidad que se tendría de llegar a desarrollar en el país tecnologías relacionadas con el uso de dicho combustible, tanto en los aspectos conceptuales y de manufactura, como en el mantenimiento y operación de los equipos, conocimiento que complementaría la oferta de dichos combustible a las regiones donde su aplicación resulte competitiva.

Respecto al gas natural, datos de fuentes reconocidas indican que es el combustible fósil de mayor expansión, las reservas mundiales superan actualmente los 6.000 trillones de pies cúbicos (TPC), de los cuales los países de la ex Unión Soviética poseen el 37%, y el Medio Oriente 35% del total, con una cantidad similar estimada para el gas de lutitas.

El gas natural ofrece una opción asequible, disponible y ambientalmente aceptable para satisfacer las demandas energéticas actuales, ayudando además a satisfacer la creciente demanda mundial por una energía más limpia en el futuro, por lo que se prevé que el gas natural sustituya al petróleo a largo plazo.

La tecnología de valorización de gas natural más importante consiste en convertir el, metano, en monóxido de carbono e hidrógeno (gas de síntesis), seguida de una reacción catalítica para la formación de: (i) hidrocarburos de alto peso molecular, los cuales posteriormente se separan y mejoran hacia productos tales como gasolina, diesel o ceras; (ii) metanol el cual adicionalmente se puede convertir en gasolina; (iii) hidrógeno que puede usarse como vector energético, para la producción de amoníaco, y para el mejoramiento de crudos pesados y (iv) olefinas como etileno para uso industrial.

Sin embargo, el cambio climático que está ocurriendo a nivel mundial en los últimos años, demanda una evolución en la tecnología de obtención de energía más amigable con el ambiente a partir de combustibles fósiles. Dentro de este contexto, el GN se considera como uno de los combustibles fósiles más limpios y amigables con el medio ambiente, las plantas de energía de eléctrica con base en GN emiten alrededor de la mitad del CO₂ de las centrales eléctricas de carbón. Aún cuando el futuro del uso del GN está determinado por su relación de costo con el crudo, su menor impacto en el medio ambiente, su menor costo para producir hidrógeno y combustibles más limpios, hacen indispensable su valorización y desarrollo. Por todas estas razones Venezuela debe incluir como parte de su estrategia energética el desarrollo de los yacimientos de gas natural y su valorización.

La propensión al desarrollo de energías alternativa hace necesario que Venezuela evalúe sus posibilidades energéticas mediante el uso de estas fuentes. Se observa una fuerte tendencia a la reducción, para una posible y futura sustitución del uso de combustibles fósiles no amigables con el ambiente (petróleo en todas sus formas y carbón). Existe una fuerte presión a nivel internacional en las academias y centros de investigación por la

utilización de energías alternas (o no convencionales) como la solar, eólica, geotérmica, biomasa, mareomotriz y nuclear. En este capítulo, se analiza la situación actual de desarrollo de la bioenergía con base en la biomasa, la energía eólica y la generación y almacenamiento de energía electroquímica, como energías alternativas.

Los patrocinadores de la biomasa argumentan que ella se puede manejar sobre una base sostenible de modo que se mantenga un ciclo de carbono cerrado sin incrementos netos en los niveles de dióxido de carbono atmosférico.

La combustión de biomasa, en principio no contribuye al aumento del efecto invernadero porque el carbono que se libera forma parte de la atmósfera actual (es el que absorbe y liberan continuamente las plantas durante su crecimiento) y no del subsuelo, capturado en épocas remotas, como para los casos del gas natural o el petróleo. Mientras que en teoría esto significa que la biomasa puede ser carbono neutral, si se usan fertilizantes para cultivar y combustibles fósiles para transportar el material, el balance neto de carbono, puede no ser completamente neutral, y este es uno de los problemas con la biomasa; la necesidad de identificación y medición de los beneficios ambientales.

Los mayores esfuerzos en actividades de I&D y escalamiento sobre los procesos de producción de biocombustibles avanzados se realizan sólo en algunos países desarrollados y grandes economías emergentes como Brasil, China e India.

En relación a la energía eólica, se observa que esta ha crecido rápidamente a nivel mundial, se considera que ha superado la etapa de I & D y se explota de forma industrial, específicamente en los países del norte de Europa, siendo Dinamarca el país con el uso más generalizado de la energía eólica, seguido de Alemania, Holanda y España. De nuevo China e India, se ubican entre los países emergentes con mayor instalación de generación eólica. A nivel latinoamericano Argentina, Brasil y México se ubican entre los 10 países con mayor tasa de crecimiento. Para Venezuela, el desarrollo de las energías alternativas en general y de la energía eólica en particular no se avizora como una alternativa prioritaria a desarrollar en corto o mediano plazo. A pesar de que Venezuela cuenta con un alto potencial aprovechable, aunado a una demanda de energía insatisfecha y al desarrollo energético con alternativas a la dependencia de la energía fósil, sería necesario un profundo interés del estado acompañado de la adjudicación de recursos y formación de personal altamente calificado, para lograr un desarrollo relevante de las energías renovables. Aún cuando ha habido intención por parte del estado venezolano del desarrollo de las energías alternativas, este no ha sido sostenido en el tiempo.

En cuanto a la generación y almacenamiento electroquímico de energía, el desarrollo de este tópico se enfocó en la descripción de dos temas específicos: las celdas de combustible de conversión directa de hidrocarburos y la explotación y el uso del vanadio en celdas de flujo electroquímicas, por ser aspectos donde se han obtenido resultados tangibles en Venezuela, pero en los cuales ha faltado apoyo concreto por parte de los organismos oficiales, más allá de las declaraciones públicas y ciertas decisiones burocráticas.

II. Consecuencias para Venezuela del Desarrollo Energético Posible

Eduardo Buroz Castillo¹.

Introducción

Se percibe un movimiento mundial a racionalizar el consumo de energía y a modificar la matriz energética. Las acciones recientes en establecimiento de nuevos centros de generación termoeléctrica en el país manifiestan un cambio en el esquema de desarrollo de fuentes energéticas que se había seguido en Venezuela a partir de la segunda mitad del siglo XX. Los sucesos mundiales y nacionales pueden tener consecuencias de diversa índole. En esta sección se intenta vislumbrar cuáles de aquellas podrían dar lugar a cambios en el modelo de desarrollo nacional y qué acciones se tendrían que emprender para morigerar sus efectos negativos y potenciar los positivos. Se trata de identificar la contribución del esfuerzo científico en esas acciones, mediante el planteamiento de algunas líneas de investigación.

Imaginar los escenarios que pueden derivarse de las percepciones anotadas, pasa por examinar las tendencias mundiales en ahorro de energía, por la consideración de la voluntad política internacional en el desarrollo de nuevas fuentes, por la conciencia colectiva de la relación entre los gases de efecto invernadero y el cambio climático mundial. Los sucesos que acaecen al respecto, tienen efectos en ambos lados de la ecuación, pueden contraer la demanda de fuentes generadoras de gases de efecto invernadero y pueden estimular el desarrollo de nuevas fuentes de energía, pero también pueden inducir a encontrar nuevas fórmulas para mantener el confort y bienestar con un consumo energético menor. Adicionalmente, los descubrimientos de fuentes no convencionales de energía fósil en grandes cantidades y explotables a precios competitivos con las convencionales y las opciones de generación alternativa pueden dar lugar a presiones sociales y económicas que induzcan cambios en las posturas políticas de los países frente al consumo de combustibles fósiles. Estas posibilidades que incitan la reflexión deben ubicarse en dos referentes espaciales, lo que sucederá en el mundo y fundamentalmente, en los grandes centros importadores netos de energía y lo que pudiera

¹ El autor desea dejar constancia de su agradecimiento a la Académica Mireya Rincón de Goldwasser Coordinadora de la Comisión Inter académica de Energía, al Académico Cesar Quintini Rosales, miembro de la Comisión Inter académica de Energía, al Académico Arnoldo Jose Gabaldón Berti, al Ingeniero Jesús Gómez Medina y al Geógrafo Rafael Lairret Centeno, miembros de la Comisión de Energía y de la Comisión de Ambiente de Academia Nacional de la Ingeniería y el Habitat, respectivamente, quienes tuvieron la gentileza de revisar los manuscritos originales del trabajo, aportando valiosas ideas, que esperamos haber reflejado en la versión definitiva.

ocurrir en Venezuela en respuesta a las variables de consumo interno, necesidades de exportación y compromiso internacional frente al cambio climático.

La planificación con fines de provisión segura de energía es un ámbito de actuación interdisciplinario con propósito integrador, se pretende el mayor conocimiento del todo, sin abandonar el entendimiento de las partes y sin dejar de comprender que el contexto holista específico es diferente en cada realidad². Con esta orientación se trata de establecer la matriz energética más conveniente para garantizar la seguridad en esa materia a cada país. En el caso venezolano el problema es más complejo, pues no solo es necesario satisfacer la demanda de combustibles y de electricidad, sino que es vital considerar la provisión de productos energéticos de exportación, para garantizar los recursos fiscales requeridos para el desenvolvimiento del país.

Una técnica adecuada para formular estrategias para el desarrollo y seguridad energética es, como se ha mencionado, la imaginación de escenarios. Estos describen una situación futura que se supone que podría ocurrir. Estructurar un escenario posible puede ir desde un simple ejercicio perceptivo, basado en la interrelación subjetiva de elementos concretos y de tendencias, a un complejo proceso de interrelación matemática de variables. En la realización de la planificación energética se usan modelos y técnicas estructuradas para el desarrollo de escenarios.

El World Energy Model (WEM) de la Agencia Internacional de la Energía (OECD/IEA, 2012) es uno de los mayores esfuerzos para comprender y evaluar comportamientos futuros del sector energético global. El WEM provee estimados globales y regionales con base a tendencias de la demanda, disponibilidad de la oferta y balances energéticos. Evalúa el impacto ambiental de la energía usando básicamente, como indicador las emisiones de CO₂, aunque también puede estimar emisiones de otros gases de efecto invernadero. Simula el efecto de acciones políticas y de cambios tecnológicos y de la consecuencia de inversiones en el sector energético. Estos análisis los puede realizar bajo 4 escenarios: nuevas políticas: resultado de adopción de acuerdos internacionales y cambios normativos, financieros, etc. en los países; políticas actuales: resultados de operar bajo el marco establecido; 450: destinado a conocer con 50% de probabilidad como mantener el incremento de temperatura por debajo de 2° C y mundo eficiente: permite conocer la respuesta a cambios en la eficiencia energética y al mejor uso de la energía.

Schuschy (2001) plantea que los escenarios a los efectos de la planificación energética deben considerar los aspectos macroeconómicos, los demográficos, las tendencias sectoriales, las tecnologías vigentes y futuras, las normas y regulaciones, las orientaciones políticas y las restricciones presentes. Tomándolos en cuenta de conjunto, se debe tratar de conjeturar sobre lo que podría ocurrir; lo que se puede hacer para fortalecer

² Inicialmente el marco metodológico de la planificación energética se refirió al holismo, pero una acertada observación del Profesor Rafael Lairet, nos hizo reflexionar sobre la realidad contextual del término, sobre el sentido de la captación del todo y sobre la importancia de la consideración de las partes. Lo que posteriormente fue complementado con la lectura del artículo de Martínez Minguolez (2000) como recensión de la obra de *Hurtado de Becerra, Jacqueline. Metodología de la Investigación Holística. 3ra edición, SYPAL, Caracas, 2000.* (Martínez Minguolez, Miguel. (2000). Análisis crítico de una metodología holística utópica. *Acción Pedagógica.* 9 (1 y 2): 34-41.

un cambio deseado o lo que correspondería acometer para evitar uno indeseado; de modo que la planificación implica establecer el camino para alcanzar el objetivo deseado.

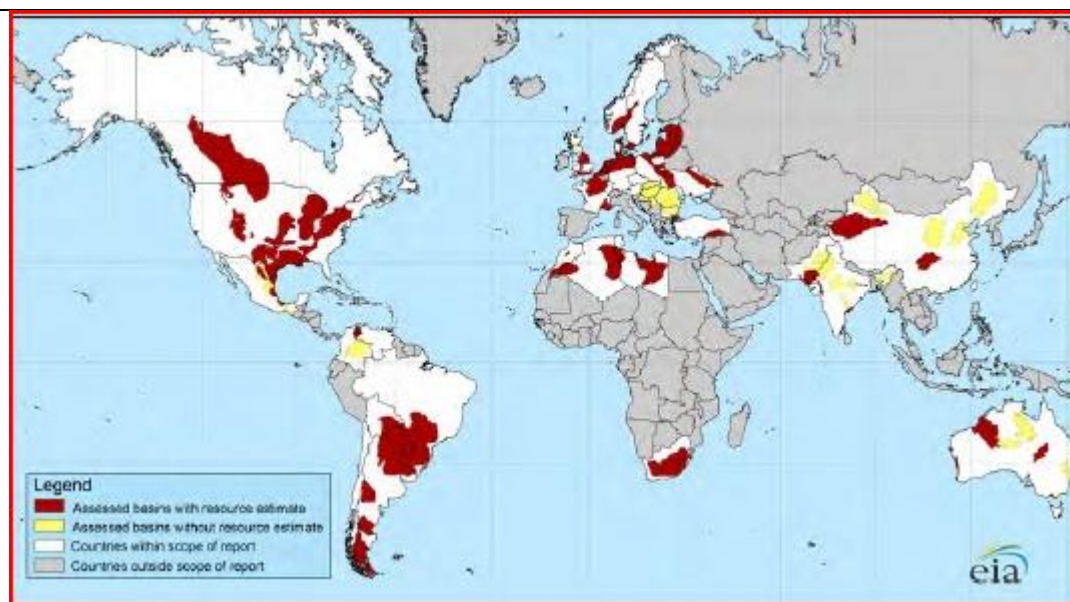
Este trabajo no pretende en modo alguno realizar esas tareas. Es un mero ejercicio perceptivo para estimular a los expertos y a los responsables de esta gestión vital para el país sobre la necesidad de desarrollar un proceso continuo de planificación estratégica en materia energética.

Escenarios Internacionales.

Fundamentos para su formulación.

La evidencia de existencia de recursos de hidrocarburos ha impulsado la exploración destinada a identificar nuevos campos, así como a estimar las reservas de petróleo y gas de lutitas y el desarrollo tecnológico ha promovido su consecuente proceso de explotación. La existencia de petróleo y gas de lutitas ha dotado de fuentes de energía fósil no convencional a países que, como los Estados Unidos de América, parecían haber agotado sus recursos, a la vez que ha potenciado la riqueza energética de naciones que aún disponían de suficientes recursos convencionales, como México, Argelia o Libia y ha aportado disponibilidad energética a países en pleno proceso de integración al conjunto de naciones mas desarrolladas del mundo, como China y Brasil. La Figura No 1 muestra las zonas donde se localiza el gas de lutitas, indicando la certeza de su ocurrencia.

Figura No 1: Localización de las 48 mayores cuencas de gas de lutitas en 32 países



Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA) (2011). World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. Washington, D.C.

Lo que está sucediendo en el mundo en relación a reservas de hidrocarburos, ha sido considerado como *La Próxima Revolución* (Maugeri, 2012)ⁱ Efectivamente, Maugeri realizó un detallado análisis campo por campo, país por país y encontró que se podrían producir 49 millones de barriles diarios de petróleo adicionales en el año 2020, lo que corresponde más o menos la mitad del consumo actual. Al efectuar un ajuste a su estimación, producto de considerar factores de riesgo y tasas de declinación y de mejoras en la producción de los campos de petróleo convencional llegó a un incremento de 17.6 millones de barriles por día, lo que afirma, es la adición más significativa desde 1980.

El ímpetu actual de la actividad petrolera es hacia los llamados yacimientos no convencionales³, porque será de ellos de los cuales dependa la nueva producción. Los países responsables de la mayoría del incremento en la producción serán Canadá, Estados Unidos de América, Brasil e Irak, tal como puede apreciarse en la Figura No 2. Además se observa que, con excepción de Noruega, Irán, México y el Reino Unido, el resto de los países aumentarán su capacidad de producción actual. En dos de los cuatro países que disminuyen su capacidad de producción, el autor citado, señala que la causa del decremento es de naturaleza política.

Esta revolución en la economía petrolera, debe, sin embargo, atender a múltiples aspectos que podrían afectarla, pues a los avances de carácter tecnológico, se suman consecuencias sociales y aún políticas, como resultado de los posibles impactos ambientales negativos, locales y globales. Localmente, a la fractura hidráulica se le atribuyen contaminación de aguas, suelos y subsuelo debido al uso intensivo de productos químicos (véase Cuadro No 1), infiltración de gas natural a la napa freática o acuíferos poco profundos, elevada pérdida de gas natural por falta de infraestructura y hasta movimientos telúricos de baja intensidad, (Maugeri, 2012, OLADE, 2012, Lairret, 2013), también se han señalado problemas sociales, comunicacionales y políticos (Petruzzo, 2012).

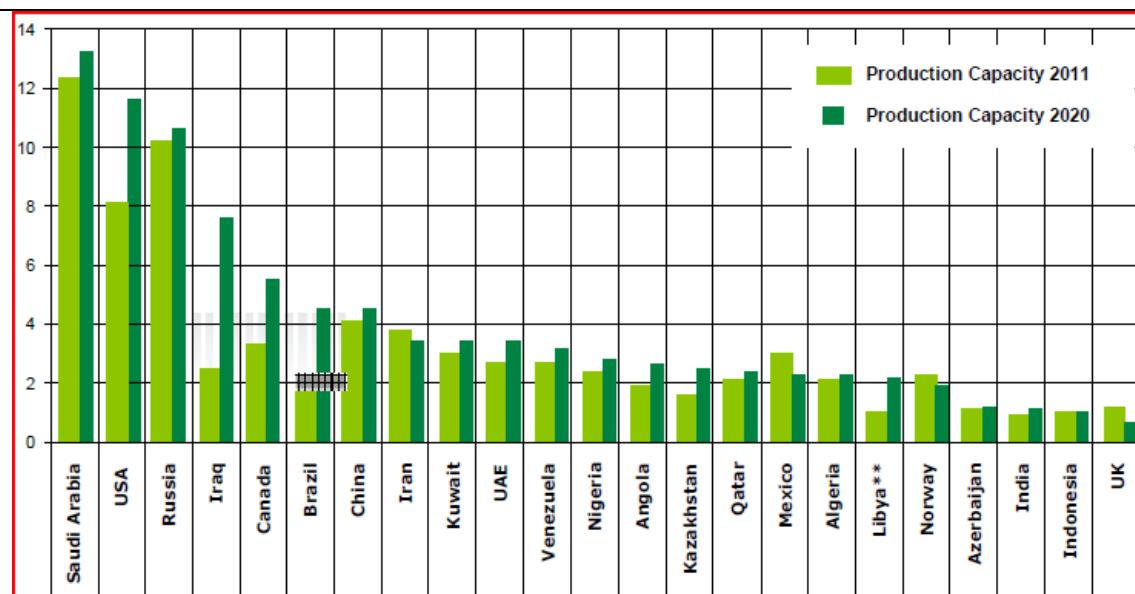
Los países han reaccionado de modo diferente frente a estos impactos posibles; algunos, como Francia, Holanda o Austria han prohibido el uso de la técnica, en otros, como España, se ha adoptado el principio de precaución y cautela, mientras que otros se han asignado periodos para presentación de pruebas convincentes⁴ del control del posible daño ambiental, sin embargo, en ciertos países se han concedido las autorizaciones correspondientes y ya están en explotación algunos campos, caso de Estados Unidos y Argentina. La situación no es clara y es fundamental estar atento a su desenvolvimiento. En el plano de los impactos globales se agudiza la controversia sobre el calentamiento global y su causa antrópica, debido a la emisión de gases de efecto invernadero por la combustión de los hidrocarburos.

Figura No 2: Evolución de la capacidad de producción de petróleo, país por país.

³ Caso del petróleo o gas de lutitas o de esquistas (*US oil or gas shale*); gas de arenisca de baja permeabilidad (*US tight oil*); arenas bituminosas (*Canadian tar sands*); petróleo extra-pesado (*Venezuela's extra-heavy oils*) y petróleo subyacente bajo manto de sal (*Brazil's pre-salts oils*). Para una comprensión de estos términos puede consultarse Organización Latino Americana de Energía (OLADE) (2012). Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales. Quito, autor.

⁴ Se aducen experiencias históricas sobre la escasa probabilidad de ocurrencia de los daños que se le atribuyen a la técnica. Los datos pueden remontarse a 1947 cuando se comenzó a usar un procedimiento similar. (Maugeri, 2011)

Umbrales 2011 y 2020.



Fuente: Maugeri, Leonardo. (2012). Oil: The Next Revolution. The unprecedented upsurge of oil production and what it means for the World. Cambridge (Mass.) Harvard University. The Geopolitics of Energy. Belfer Center for Science and International Affairs. John F. Kennedy, School of Government (Discussion Paper # 2012-10)

Adicionalmente, a estas razones ambientales se presentan otras barreras a la rápida expansión de la producción de petróleo no convencional, entre ellas, temas legales y regulatorios, posibilidades de los prestadores de servicios técnicos para satisfacer las solicitudes y demanda insatisfecha de capitales de riesgo. A estos factores previstos por Maugeri, les agrega otros más complejos como una nueva recesión mundial, cambios en el ritmo de crecimiento económico de China, solución o agravamiento de tensiones políticas en los países productores de petróleo. En síntesis, todo lo haga retroceder el precio del barril a números por debajo de \$ 70 por barril.

OLADE (2012) destaca de modo semejante el conjunto de factores que imponen algún grado de incertidumbre a la producción de hidrocarburos no convencionales, indicando que las inversiones son de alto riesgo, que la relación entre tecnologías de explotación y ambiente no está suficientemente dilucidada y que los países aún deben establecer políticas y marcos regulatorios. La concentración de las reservas de hidrocarburos convencionales [petróleo (89% y gas (69%)] en Venezuela, ha despertado gran interés por los hidrocarburos no convencionales en las otras naciones de América Latina y El Caribe. Este accionar parece consecuencia de un deseo de seguridad energética y precaución geopolítica.

Si bien es cierto que los no convencionales se encuentran geográficamente más equitativamente distribuidos, resulta paradójico que los países de mayor desarrollo económico de la región, sean también los de mayores reservas en estos recursos.

Cuadro No 1 Aditivos químicos presentes en el fluido de perforación

COMPONENTE QUÍMICO	EFFECTOS EN EL AMBIENTE Y EN LA SALUD HUMANA
Metanol	Contaminación de aire. Tóxico, afecta sistema nervioso central y produce ceguera. Dosis: 100 ml
Etilenglicol	Contaminación del aire. Nocivo al ingerir,. Dosis: 100 ml.
Diesel	Contaminación del aire y el agua. Cancerígeno en animales de laboratorio.
Naftaleno	Contaminante del aire. Posiblemente cancerígeno en humanos, y mutagénico
Xileno	Contaminante del aire y el agua. Toxicidad aguda.
Acido Clorhídrico	Contaminante del aire. Corrosivo. Posibles efectos mutagénicos y teratogénicos.
Tolueno	Contaminante del aire y del agua. Efectos mutagénicos y teratogénicos
Etilbenceno	Tóxico para organismos acuáticos. Evitarse incorporación al ambiente.
Acido Sulfúrico	Contaminante del aire. Corrosivo. Cancerígeno. Efectos mutagénicos y teratogénicos
Cloruro de Bencilo	Contaminación del aire, agua y suelos. Cancerígeno.
Benceno	Efectos sobre la sangre, posible relación con leucemia. Relacionado a efectos teratogénico y mutagénico.

Información tomada del documento "Impacto Ambiental del Sistema de Fracturación hidráulica" de la Confederación Sindical de Comisiones Obreras y la Secretaría del Medio Ambiente, España (2012) y Tyndall Center for Climate Change Research, University of Manchester (2011). "Shale Gas provisional assessment of climate change and environmental impacts", verificada con las Hojas de Información de Seguridad, preparadas por el IPCS (Programa Internacional en Seguridad Química), de las WHO, UNEP, UE y Ministerio del Trabajo España y de CORQUIVEN (Corporación Química Venezolana, C.A.)

Fuente: Lairer Centeno, Rafael (2013). Fractura hidráulica o *fracking*. Explotación de gas asociado a lutitas. Aspectos Ambientales. Caracas. (Charla dictada en la Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat.

En efecto de un total de 175 trillones (10^{12}) de metros cúbicos (Tmc) de recurso in situ, 169, 6 (86,6%) lo poseen esos países, distribuidos según se indica: Argentina 77,2 Tmc (45,51%); México 66,8 Tmc (39,39%) y Brasil 25,6 Tmc (15,10%) (OLADE, 2012).

Debido a lo que OLADE (2012) advierte con convicción, que en los países de America Latina y El Caribe (ALC)⁵, su seguridad energética dependerá ahora y por mucho tiempo de los combustibles fósiles convencionales o no y dado que la mayoría de ellos son importadores netos de energía, los altos precios de adquisición de aquella atentan contra el dinamismo de sus economías, por eso se ha producido en la región un interés creciente por la explotación de sus reservas de hidrocarburos no convencionales.

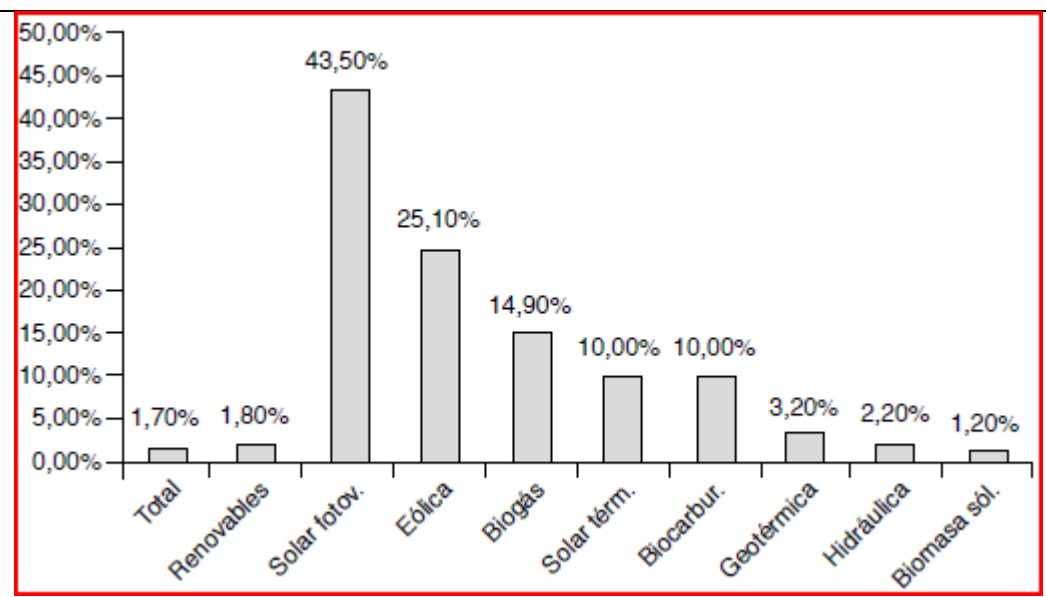
Este breve recuento va configurando lo expresado sobre la complejidad de los escenarios y de la necesidad de acometer su formulación y revisión continua.

Antecediendo al desarrollo de las energías fósiles no convencionales, durante los años finales de los noventa del siglo XX y las primeras décadas del siglo XXI se ha venido evidenciado un importante desarrollo de las energías renovables, incluso a pesar del

⁵ A pesar del juicio generalizado de OLADE hay excepciones como los países de la región abastecidos energéticamente de fuentes hidroeléctricas y de biocombustibles como Venezuela, Colombia y Brasil. Recientemente se publicó un trabajo en Cuba donde se evalúa la posibilidad de satisfacción de la demanda energética con base a fuentes alternativas renovables. Moreno Figueredo, Conrado (2013). Cuba hacia 100% con energías renovables. La Habana, Centro de Estudio de Tecnologías Energéticas Renovables (CETER), [Documento en línea] Disponible en: <http://www.cubasolar.cu/Biblioteca/Energia/Energia62/HTML/articulo02.htm> [Consulta 31 de agosto de 2013]

cuestionamiento que en el pasado reciente se manifestó, por razones ambientales, en contra de las presas hidroeléctricas. La Figura No 3 muestra las tasas medias de crecimiento de las energías renovables en el mundo.

Figura No 3 Tasas medias de crecimiento de las energías renovables en el mundo. Periodo 1999 – 2009



Fuente: IEA (International Energy Agency) (2011): Renewables Information 2011 with 2010 data **citado por** André, Francisco Javier, Luis Miguel de Castro y Francisco Cerdá. (2012). Las Energías Renovables en el Ámbito Internacional. Madrid, Cuadernos Económicos del ICE. (83):11:36

Al indicador de tasas de crecimiento en producción de energías, hay que sumar el indicador de inversiones que según André, de Castro y Cerdá, 2011, varió entre 2004 y 2010 como se indica en el Cuadro No 2

Años	Inversión en millones de dólares
2004	22.000
2008	130.000
2009	160.000
2010	211.000

Fuente: André, Francisco Javier, Luis Miguel de Castro y Francisco Cerdá. (2012). Las Energías Renovables en el Ámbito Internacional. Madrid, Cuadernos Económicos del ICE. (83):11:36

Dado el conjunto de países líderes en capacidad instalada por fuentes de energía es posible inferir que estas inversiones continuarán como parte de la estrategia energética de esos países. El Cuadro No 3 muestra lo indicado.

Cuadro No 3. Cinco países líderes mundiales en cuanto a capacidad instalada (a finales de 2010)							
Posición	Capacidad instalada en renovables (sin hidro)	Capacidad instalada en renovables (con hidro)	Capacidad instalada en energía eólica	Capacidad instalada en energía de biomasa	Capacidad instalada en energía geotérmica	Solar fotovoltaica	Energía solar para calor y agua caliente
1	EEUU	China	China	EEUU	EEUU	Alemania	China
2	China	EEUU	EEUU	Brasil	Filipinas	España	Turquía
3	Alemania	Canadá	Alemania	Alemania	Indonesia	Japón	Alemania
4	España	Brasil	España	China	México	Italia	Japón
5	India	Alemania / India	India	Suecia	Italia	EEUU	Grecia

Fuente: REN21 (2011): Renewables 2011: Global status report. **Citado por** André, Francisco Javier, Luis Miguel de Castro y Francisco Cerdá. (2012). Las Energías Renovables en el Ámbito Internacional. Madrid, Cuadernos Económicos del ICE. (83):11:36

Alemania llegó a instalar 7.000 MW de energía fotovoltaicas por año (Del Río, 2013 citado por Bolaños, 2013)⁶. España instaló 2.555 MW fotovoltaicos en 2008 y hasta 2011 acumula 4.490 MW, previendo alcanzar 7.250 Mw en 2020 (Bolaños, 2013).

⁶ Pablo del Río González es un Científico Titular del Instituto de Políticas y Bienes Públicos del Consejo Superior de Investigaciones Científicas de España

Por la naturaleza de los mercados característicos de las energías renovables (sin incluir hidroelectricidad) pareciera evidenciarse un comercio estable para su desarrollo. Estas oportunidades de producción y venta comprenden: calor para procesos industriales; calefacción, refrigeración y producción de agua caliente de uso domestico; carburantes para transporte y servicios energéticos para comunidades rurales aisladas no integradas a la red (André, de Castro y Cerdá, 2011). De acuerdo con Quintini (2013) al nivel de usuario, la energía tiene cuatro aplicaciones fundamentales:

- Calentar
- Iluminar
- Trabajar
- Irradiar

Las tres primeras tareas pueden ser realizadas con cualquier forma de energía, con diferente calidad de resultados. La última se refiere a las aplicaciones electromagnéticas que solamente pueden llevarse a cabo con energía eléctrica. En cuyo caso si la energía llega al destinatario de forma diferente, debe primero ser convertida en electricidad. Cualquiera sea la fuente lo importante es garantizar que llegará a satisfacer las necesidades del usuario en el momento y en la cantidad y calidad que lo precisa.

Del mismo modo que lo señalado para las energías renovables, se aprecian actuaciones que demandan importantes inversiones en el desarrollo de nuevas fuentes de hidrocarburos. La inversión para la explotación de gas en Patagonia, Argentina ha sido estimada en 250.000 millones de dólares; el costo producción de *tight oil* en Estados Unidos de América varía entre 44 y 68 \$/Bbl (González Cruz, 2012)ⁱⁱⁱ. Este mismo autor recopiló y sintetizó información sobre los costos de producción, tecnologías y condicionantes de algunas de las fuentes de producción de hidrocarburos no convencionales, tal como se muestran en el Cuadro No 4.

Cuadro No 4 Síntesis de costos de producción, tecnologías y condicionantes de algunas fuentes de producción de hidrocarburos no convencionales.				
Fuente	Localización	Costo de Producción \$/Bbl	Tecnología	Condicionante
Oil Shale	EE.UU	+ 100	Minería y vapor	Manejo de estéril
Ártico Costa afuera	Ártico	+ 100	Convencional	Ambiente muy delicado
Oil Sands	-	50 – 75	Minería y vapor	Ambiente

Presalt profundo	Brasil	45 – 65	De punta	Ambiente
Tight Oil	EE. UU.	50	Pozos horizontales y fracturamiento	Ambiente. Rápido agotamiento de los pozos.
Fuente: González Cruz, Diego (2012) recopilado a partir de The true about oil. Time (New York). April 2012.				

Las cifras del cuadro precedente confirman la barrera de precio del petróleo de 70 \$ / Bbl, indicada previamente, como punto crucial para el desarrollo de las fuentes no convencionales de hidrocarburos.

Circunstancias actuales que afectan los mecanismos financieros que estimularon las inversiones en energías renovables a mediados de la primera década del siglo XXI y el advenimiento de sustantivas disminuciones de precios en las tecnologías fotovoltaicas provenientes de China han resultado en la aminoración de las inversiones de algunos países en energías alternativas (Bolaños, 2013) (Martínez, 2013)^{iv}. Adicionalmente, la configuración de la matriz energética puede verse influida por la aplicación de elementos económicos para inducir al ahorro de energía; por el desarrollo de tecnologías de menor consumo energético; por incrementos vegetativos de la demanda y aumentos inducidos por el movimiento mundial ascendente a mejores condiciones de vida a nivel mundial.

El conjunto es un complejo escenario donde se superponen e interactúan múltiples procesos que, agregados, producen diferentes salidas de la demanda, lo que obviamente conduce a diversos escenarios de la oferta. Centros de investigación y de prospección de la más variada índole y con objetivos que pueden ir desde la seguridad nacional, pasando por la investigación científica por antonomasia, hasta legítimos intereses comerciales están intentando dar respuesta válida a esta interrogante de futuro. Queda abierto para un país como Venezuela, un proceso de recopilación, clasificación, análisis y prospección particular a partir de documentos de este orden, que permitan la formulación de escenarios previsibles del desarrollo energético. En atención a estos planteamientos se consideraran los siguientes temas:

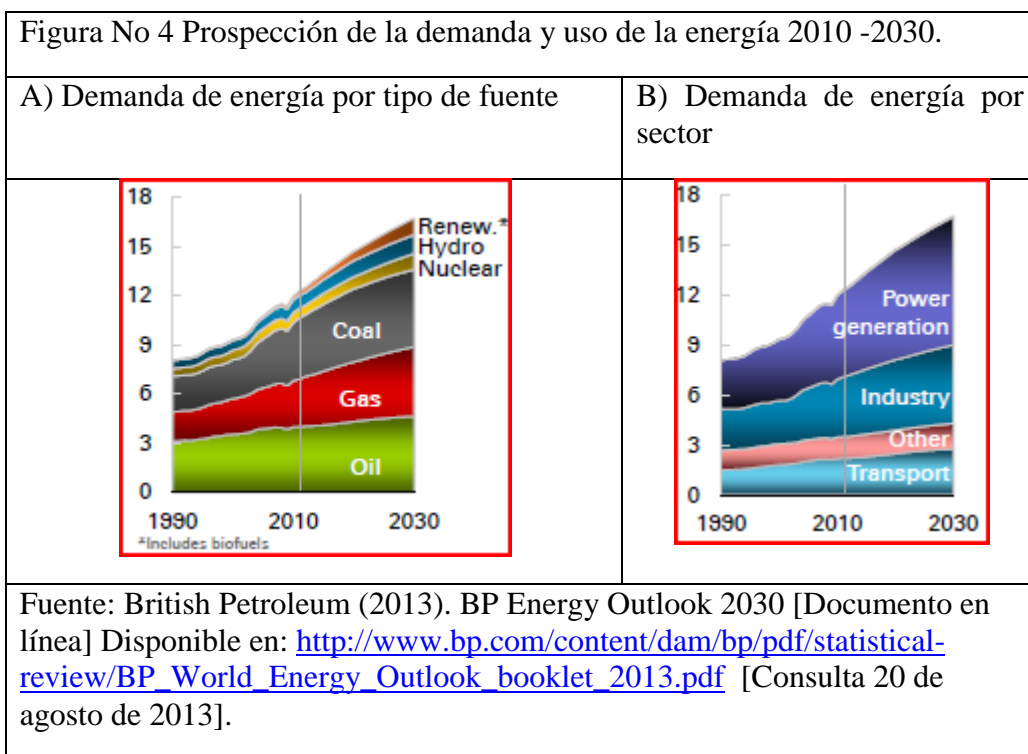
- Prospección del mercado de hidrocarburos.
- Mecanismos económicos y fiscales para inducir la reducción del consumo de combustibles líquidos.
- Mecanismos económicos y técnicos para inducir la reducción del consumo de energía.
- Desarrollo y uso de energías alternativas.

Prospección del mercado de hidrocarburos.

Al respecto no existe una clara evidencia de un incremento sustantivo en la demanda de hidrocarburos líquidos, se constata un cierto consenso para estimaciones a largo plazo.

González Cruz (2012)^v cita cifras de la Agencia Internacional de Energía que indican que la demanda se sitúa cercana 90,6 millones de barriles por día. Mediado el año 2013 las predicciones de la Agencia para el 2014 se sitúan en 92 millones de barriles diarios (IEA, 2013)^{vi}. No es un crecimiento espectacular. Entre los argumentos que se citan para explicar esta ralentización de la demanda, los de mayor peso parecen ser los inherentes a la disminución de la tasa de crecimiento económico en los países de desarrollo emergente.

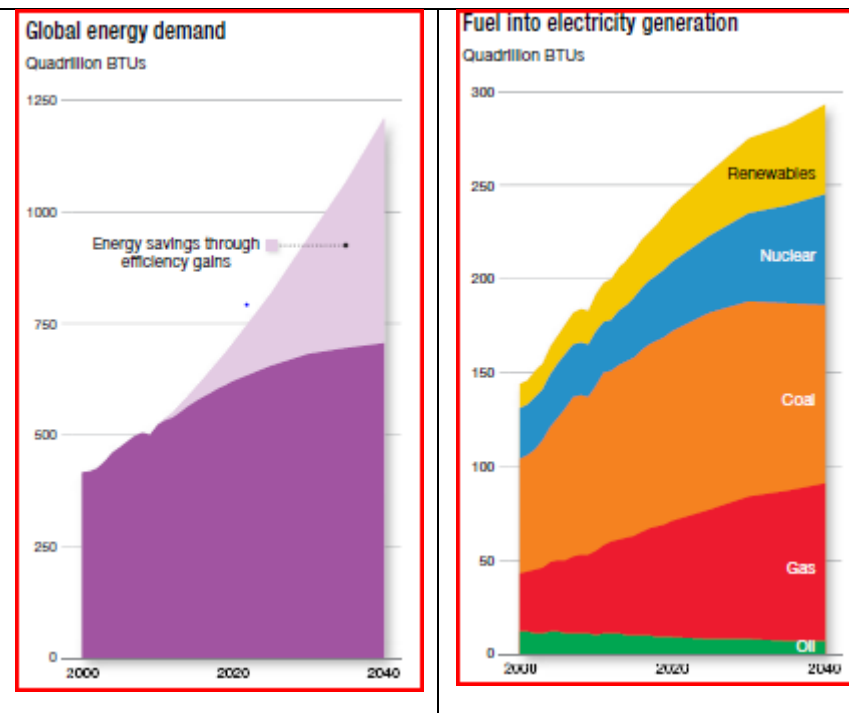
La prospección de British Petroleum 2010 – 2030 (BP, 2013)^{vii}, indica un leve incremento de la demanda de petróleo y derivados, pero su tasa de crecimiento es constante. El gas tiene una mayor y constante tasa de crecimiento, lo que parece coincidir con la *Próxima Revolución* anunciada por Maugeri. Las demás fuentes, aunque algunas con significativas tasas de crecimiento, presentan un punto de inflexión alrededor de 2020, véase la Figura No 4-A. Por sectores el mayor crecimiento de la demanda, es para la generación eléctrica, véase Figura No 4 - B



Exxon Mobil (2013) destaca la importancia del ahorro y la eficiencia energética en la evolución del consumo y consecuentemente en la demanda. La cifra estimada es de 500 cuatrillones de BTU en 2040, tal como se aprecia en la Figura No 5. Al desagregar por regiones la demanda global de energía se aprecia que ésta prácticamente no crece en los mercados tradicionales de Europa y Norteamérica Exxon considera que será

significativamente creciente en China hasta el año 2020, posteriormente se aplanan e incluso disminuye al final del periodo analizado. La India es otro país que muestra crecimiento acelerado hasta 2030. El sector que demandará mayor cantidad de energía será el de electricidad, cuyas fuentes principales serán gas y carbón. Las renovables tendrán un crecimiento acelerado pero llegarán a representar más del 10 % del suministro, tal como puede apreciarse en la Figura No 5.

Figura No 5 Crecimiento global de la demanda de energía y eficiencia y ahorro energético. Fuentes de suministro al sector eléctrico.



Fuente: Exxon

La US Energy Information Administration publicó su visión del comportamiento del sector energético en los Estados Unidos de América (EIA, 2013)^{viii}. La cual comprende consideraciones sobre la producción, consumo, tecnología y mercado. En el ámbito de ese país. Los principales resultados ocurrirán un incremento en la producción de petróleo y gas nacional, basado en hidrocarburos no convencionales; el mercado del gas crecerá debido a su uso para generación eléctrica y para exportación; se prevé una disminución del consumo de gasolina debido al resultado de los esfuerzos tecnológicos y al incremento del uso de diesel y gas en el transporte pesado; se manifestará presiones ambientales, sociales y políticas al uso del carbón para generación eléctrica, con el consecuente aumento al uso del gas y de las renovables

La OPEP, organización de tanto interés para los países exportadores de petróleo y en particular para Venezuela, comienza su visión 2012 (OPEC, World Oil Outlook 2012)^{ix}, con una frase impactante: *el WWO de este año demuestra que el petróleo continuará*

*jugando un papel capital en la satisfacción de las necesidades mundiales de energía. También destaca la importancia de las incertidumbres en la demanda que hacen borroso su futuro en el mediano y largo plazo*⁷. El informe reconoce que la política y la tecnología están influyendo sobre la demanda de petróleo, particularmente en el sector transporte. Se acepta que los hidrocarburos no convencionales pueden cambiar las prospecciones a largo plazo. Advierte sobre la necesidad de cambios tecnológicos en los procesos de refinación para adaptarse a los acuerdos internacionales sobre cambio climático y menciona específicamente de los de Durban, Sudáfrica en 2011 y Río + 20 (Río de Janeiro, Brasil, 2012). Reconoce que las tensiones geopolíticas son fuente de incertidumbre a largo plazo. Estima que la demanda a largo plazo (2035) crecerá hasta 107,3 millones de barriles/día. Esto es, un incremento cercano a 17 millones de barriles en 23 años o sea unos 800.000 barriles por año. Ni los países de la comunidad económica Euroasiática⁸ ni de la OECD incrementarán su demanda, el incremento provendrá de los países emergentes. La OPEP evaluó las perspectivas de crecimiento de la demanda bajo 4 escenarios: referencial (basado en las regulaciones y normas existentes, comportamientos históricos y tendencias, alto y bajo crecimiento económico mundial, y un cuarto basado en cambios en las preferencias de participación del conjunto de combustibles líquidos.

Mecanismos económicos y fiscales para inducir la reducción del consumo de combustibles líquidos

Los impuestos con fines de reducción de la contaminación generada por hidrocarburos líquidos se usan extensamente en la Unión Europea (UE) y otros países de la OECD y son un componente importante del precio finalmente pagado por los usuarios, véase la Figura No 6.

La política impositiva con el propósito de desestimular el uso de productos que afectan al ambiente está firmemente arraigada en la UE y no es de esperarse que cambie, de modo que el efecto sobre la demanda ya se logró.

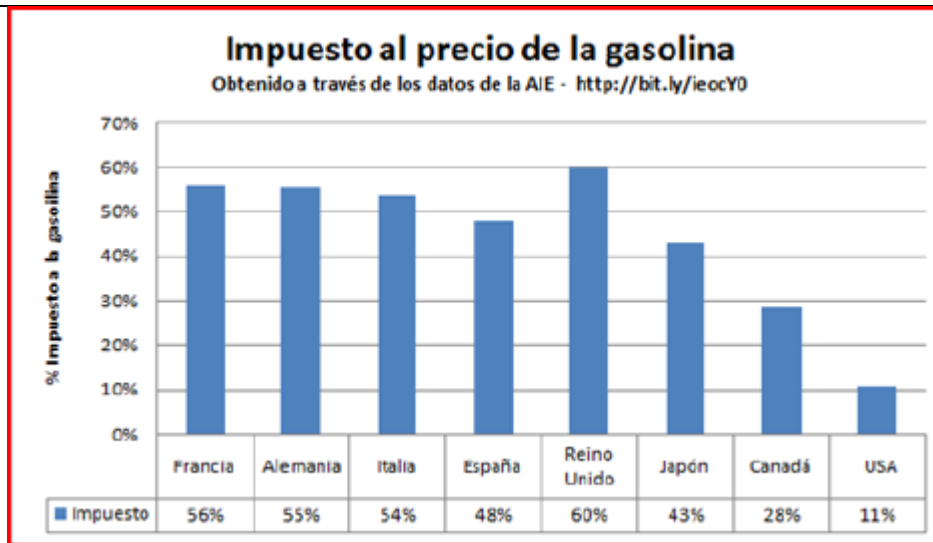
Instrumentos fiscales como las tarifas y de sanciones pecuniarias, como las multas por consumo en exceso, se han aplicado para inducir la reducción en el consumo de energía. Este último es el caso de Venezuela, donde se han establecido importantes multas para castigar el consumo inmoderado de electricidad.

Los países emergentes y los países de bajo nivel de desarrollo pareciera que prefieren orientarse a las licencias negociables y existe una propensión en la comunidad profesional ambiental a preferir los programas de control de emisiones basado en topes (Norregard y Reppelin-Hill, 2000)^x

⁷ Traducción libre del autor del siguiente texto: *This year's World Oil Outlook (WOO) demonstrates that oil will continue to play a major role in satisfying world energy needs. It also stresses the demand uncertainties that blur the future of oil in the medium- to long-term.*

⁸ La Comunidad Económica Eurasiática se puso en marcha el 10 de octubre del año 2000 cuando Bielorrusia, Kazajistán, Kirguistán, Rusia y Tayikistán firmaron el tratado.

Figura No 6: Impuesto al precio de la gasolina en algunos países de la OECD.



Fuente: Freites, José Gregorio. Influencia del impuesto en el precio final de gasolina en

países desarrollados. Minería Técnica (Ciudad Guyana) 11 de junio de 2011. [Artículo en línea] Disponible en: <http://mineriatecnica.wordpress.com/2011/06/11/influencia-del-impuesto-en-el-precio-final-de-gasolina-en-pases-desarrollados/> [Consulta 9 de agosto de 2013]

Mecanismos económicos y técnicos para inducir la reducción del consumo de energía

El uso de mecanismos tecnológicos en los países desarrollados ha inducido importantes reducciones en el consumo total de energía (20% desde 1970 a la actualidad) (Millarium, 2013).

La educación de los consumidores ha resultado en contribuciones efectivas a la disminución del consumo. CORPOLEC (2013) indica que *países como Brasil, Chile y México han alcanzado hasta el 30% de sus resultados en reducción de consumo mediante campañas de educación y divulgación.*

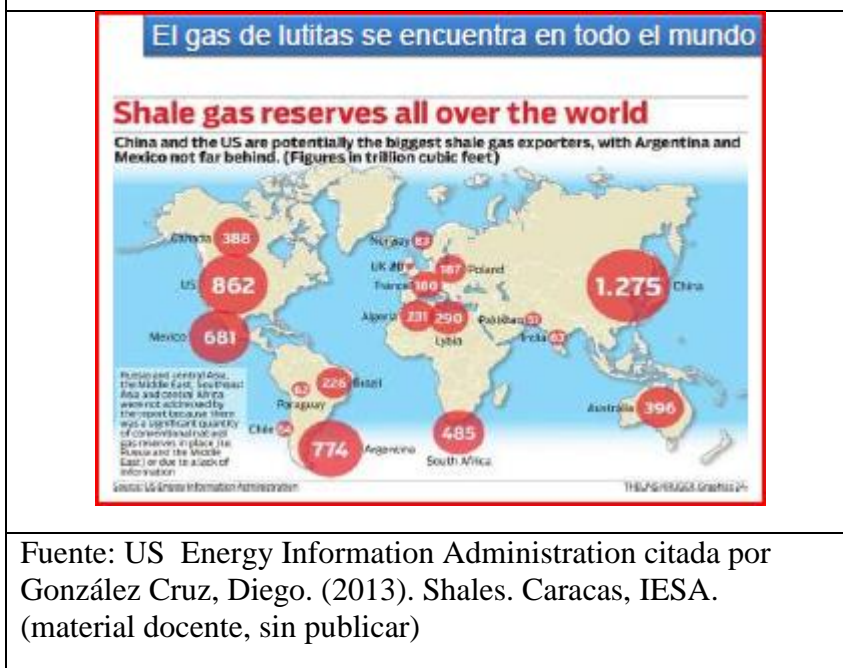
Desarrollo y uso de energías alternativas

Debido a la creciente preocupación por la emisión de gases de efecto invernadero, las energías renovables han venido incrementando su participación en la matriz energética mundial. La inversión mundial en el desarrollo de estas fuentes se multiplicó por 10 desde 2004 a 2011 y el número de países que tienen políticas de apoyo a las energías

renovables o algún tipo de objetivo o cuota a nivel nacional, pasó de 55 en 2005 a 118 en 2011 (André, de Castro y Cerdá, 2012)^{xi}

Recientemente, las fuentes no convencionales de hidrocarburos están tomando un auge creciente dada la política de independencia energética que han asumido los grandes consumidores, que a la vez son países, que debido a los programas agresivos de exploración están pasando a convertir tales recursos en reservas y, en algunos casos, ya han entrado en fase de explotación. La Figura No 7 muestra los países donde se encuentran las mayores cantidades de gas de lutitas.

Figura No 7 Reservas de gas lutitas a escala mundial.



Escenarios posibles.

Los elementos planteados constituyen las bases para establecer algunos escenarios internacionales que permitan vislumbrar las consecuencias para Venezuela y las respectivas estrategias a adoptar ante el desarrollo energético internacional previsible. Se ha preferido considerar escenarios desde la relación energía - ambiente, fundamental para avanzar hacia la consecución del desarrollo sustentable. Los escenarios son enunciativos de posibles tendencias y no pretenden proponer datos numéricos que están ampliamente considerados en documentos como los referidos

Escenario 1: En procura del desarrollo sustentable. La búsqueda de la armonía entre energía y ambiente.

Se mantiene la demanda de combustibles fósiles convencionales o crece a las tasas bajas que se han manifestado recientemente. Las energías alternativas continúan el proceso expansionista que han manifestado. Se suceden cambios tecnológicos que resultan en

ahorros energéticos y mayores eficiencias. Los estados deciden implementar políticas públicas destinadas a mitigar la emisión de gases de efecto invernadero.

Escenario 2: Nuevas fuentes de combustibles fósiles y nuevas regulaciones ambientales. La nueva revolución de los hidrocarburos en concordancia con el ambiente.

Se disminuye la demanda de combustibles fósiles convencionales resultado de la sustitución por energías fósiles no convencionales, a cuya explotación y uso se le aplican nuevas regulaciones ambientales. Se reduce la demanda de combustibles fósiles convencionales en los países industrializados y economías emergentes poseedoras de recursos de hidrocarburos no convencionales. Se mantiene el crecimiento constante de fuentes alternativas en países sin recursos de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Continúan los cambios tecnológicos destinados a una mayor eficiencia energética y la aplicación de mecanismos fiscales y culturales orientados al ahorro energético.

Escenario 3: Ante la duda un cambio total. Priva el principio de precaución ante la conciencia de un posible colapso planetario.

Disminuye significativamente la demanda de combustibles fósiles, convencionales y no convencionales. Se incrementan las inversiones y consecuentemente la provisión de energías alternativas. Se introducen cambios tecnológicos y comerciales drásticos en los sistemas actuales de transporte particular y público y ocurre una significativa sustitución del transporte público terrestre de carga y pasajeros.

Escenario 4: Ante la creciente y exigente demandas económicas y sociales de energía: *Business as usual.*

Priva el temor a convulsiones económicas y consecuentemente sociales por abandono del uso de las fuentes de energía tradicional. Se produce una caída de la demanda de energía proveniente de fuentes alternativas renovables. Se incrementa la participación de los hidrocarburos con base a fuentes no convencionales y se expande la demanda de carbón. No se avanza en los cambios tecnológicos orientados a la sustitución de sistemas de transporte público y privado. Los estados se hacen más laxos en cuanto a las políticas públicas destinadas a remitir la emisión de gases de efecto invernadero. Los Estados modifican sus políticas de mitigación del cambio climático a adaptación al cambio climático. Se agudizan las tensiones político – científicas sobre el colapso de la humanidad.

Visión de centros de pensamiento energético sobre escenarios similares.

Escenarios como éstos y otros más complejos, se los han planteado calificados organismos gubernamentales, agencias no gubernamentales, empresas de energía, centros de investigación académica y organismos multilaterales. A continuación se examinan las conclusiones de algunas de ellas

Organismos Internacionales de Energía:

La *Agencia Internacional de la Energía* considera numerosas materias vinculadas al tema energético, entre ellas asuntos de política energética y análisis prospectivo. Se

consideró importante conocer la visión de la Agencia sobre los recursos y reservas de hidrocarburos, pues tal como se ha indicado ellas pueden constituir *La Próxima Revolución*. Al respecto IEA, 2013^{xii} considera que los recursos existen y que para constituirse en reservas se requiere desarrollo y aplicación de tecnologías para la explotación, precios atractivos y políticas públicas que determinen el marco jurídico y regulatorio necesario. La Agencia está convencida que los combustibles fósiles seguirán siendo los grandes proveedores de energía a nivel mundial (75 % para el año 2035), incluso en un escenario de cumplimiento de compromisos y esfuerzos de los países en el control del cambio climático. Incluso estima que los combustibles de bajo carbono no representarán la mayor proporción en el periodo considerado, con horizonte en 2035. Los siguientes indicadores serán claves en el manejo asertivo de los combustibles fósiles:

- ♦ Intensidad de Carbono: cantidad de CO₂ emitida por unidad de energía producida;
- ♦ Costo por unidad de energía producida;
- ♦ Huella de carbono: totalidad de *gases de efecto invernadero* (GEI) emitidos por efecto directo o indirecto de un individuo, organización, evento o producto (Wikipedia, 2013)^{xiii}
- ♦ Intensidad energética: relación entre energía y riqueza producida.

La selección del combustible a desarrollar incorporará a los criterios tradicionales de disponibilidad y costo, los factores ambientales. Éstos se evaluarán bajo las ópticas complementarias de impactos locales e impactos globales. La captura y almacenamiento de carbono será incorporada como un procedimiento rutinario de la ingeniería de proyectos energéticos.

Las políticas complementarias incluirán mejoras en la eficiencia energética de los vehículos; la escogencia de combustible para plantas generadoras estará basada en criterios de economía de carbono; se ejecutarán cambios en los procesos industriales para hacerlos menos carbono intensivos; se desarrollarán mecanismos y estímulos económicos a la captura y almacenamiento de carbono.

Empresas de energía:

Como se indicó las empresas petroleras realizan prospecciones de la evolución del mercado energético. Para considerar este tipo de visión se consideró el trabajo analítico realizado por *British Petroleum (BP)*. Ésta organización publicó recientemente, su visión hasta el 2030 (British Petroleum, 2013)^{xiv} en la misma se indica que el crecimiento energético se deberá, fundamentalmente, a la industrialización y a la generación de potencia en China y la India. BP estima que la producción de energía primaria se estancará en los actuales países OECD, pero crecerá aceleradamente en países No-OECD en proceso de adhesión. El destino de la producción petrolera será el transporte y la industria, mientras que a la generación de potencia concurrirán el carbón, el gas, las renovables y la nuclear. Durante el periodo 2010 - 2025 se piensa que solo crecerá la participación en la matriz energética mundial, de la producción de gas y las renovables; la hidroeléctrica y la nuclear permanecerán estables y el petróleo y el carbón disminuirán.

Un hecho positivo es que BP vislumbra que la intensidad energética disminuirá en todo el mundo producto de la menor intensidad que evidenciará la Unión Europea, a la vez que China y EE.UU. prácticamente alcanzaran el promedio mundial. En cuanto al desarrollo de *shale gas*, Centro y Suramérica a pesar de sus elevados recursos en este tipo de combustible participarán marginalmente en su producción, la cual ocurrirá fundamentalmente en Canadá y EE.UU.

Respecto a los modos no fósiles de producción de energía, los países de la OECD se centrarán en las renovables, mientras los países No – OECD se basarán en hidroeléctrica y nuclear. El carbón tendrá la mayor proporción en los combustibles usados para producción de electricidad. Las emisiones de GEI en China serán crecientes, aunque la tasa de crecimiento disminuirá en la década 2020 – 2030. La humanidad continuará sometida al desafío de conciliar la seguridad energética y el cambio climático. Se confirma el paradigma de que el crecimiento económico necesita energía. Los mayores esfuerzos para conciliar este dilema se realizarán en incrementar la eficiencia energética y en desarrollar nuevas fuentes.

Organismos Internacionales No - Energéticos.

La *FAO* se ha preocupado por la situación energética mundial. Una de las alternativas de oferta son los biocombustibles y la leña como fuente energética en países pobres representa una importante fuente de suministro, incluso cuando se considera comparativamente con otras fuentes renovables a nivel mundial. En 2008 la FAO publicó un informe sobre Bosques y Energía, el cual en su Capítulo 2 trata sobre la oferta y demanda de energía (FAO, 2008). El análisis en el orden general, está basado en el informe de la Agencia Internacional de Energía (2008). Su aporte fundamental es en el campo de las energías renovables particularmente la biomasa y los biocombustibles. Al respecto, destaca la diversificación de la matriz energética de Brasil y que los mayores consumidores de biocombustibles son Estados Unidos, China y la India. Considera que los criterios claves para establecer la matriz energética futura son las emisiones de gases de efecto invernadero, la localización de los suministros, los precios de los combustibles fósiles; las políticas públicas para estimular la inversión en nuevas fuentes; la disposición privada a invertir en nuevas fuentes y los riesgos asumidos por los países en cuanto a dependencia energética.

Organismos internacionales de desarrollo.

La *CEPAL* conciente de la necesidad de impulsar el desarrollo y la superación de la pobreza de las áreas rurales en América Latina promovió un programa de análisis de posibilidades de los biocombustibles en varios países de la región: Chile, Colombia, Paraguay, Uruguay y Bolivia en Suramérica y Costa Rica, Guatemala, Panamá, Honduras, El Salvador, Nicaragua y República Dominicana en el América Central (Schuschy, 2001)^{xv}; los resultados aparentemente no fueron alentadores, puesto que no se recoge un avance significativo en el citado informe FAO publicado 7 años después.

Instituciones responsables de análisis extremos.

No puede dejarse de lado una mención a *escenarios neomalthusianos* donde se trata de examinar con base a argumentos científicos la capacidad de carga del planeta. El documento clásico es *Los Límites del Crecimiento* (Meadows et al, 1972)^{xvi}, actualizado por los mismos autores en 1992 (Meadows et al, 1992)^{xvii}. Se suman el seguimiento a las predicciones de los autores citados, efectuado por Turner (2008)^{xviii} y su más reciente advertencia: *On the Cusp of Global Collapse* (Turner, 2012). En la misma línea se inscriben los trabajos de Duncan (Wikipedia, 2013)^{xix} y su propuesta: teoría de Olduvai. Turner sostiene que las predicciones de *Los Límites del Crecimiento* se están cumpliendo. La preocupación central de Turner es el agotamiento de los recursos, especialmente el petróleo e incluso ha destacado que la atención pública y científica que se le ha dado al cambio climático, aunque importante, está fuera de proporción y ha distraído el cuidado debido al problema central que es la disminución de los recursos.

Escenarios energéticos en Venezuela

En Venezuela también se han planteado visiones sobre el país en el contexto mundial del futuro energético, la mayoría de ellas se refieren a fuentes específicas: Petróleo: Peñaloza, (2008)^{xx}; Energías Renovables: Posso, (2011)^{xxi} y Suzin, (2011)^{xxii}; Eólica Faroh y Pérez, (2010)^{xxiii}, González – Longartt (2010)^{xxiv}; Solar (fotovoltaica): Moreno (2009)^{xxv}; Hidroelectricidad: Gómez, Pérez-Godoy y Buroz, (2010)^{xxvi}.

El enfoque global ha sido abordado fundamental por Hernández (2008), Melean (2011), Hernández y Martínez (2013) y Szabo (2013). A los efectos de este trabajo se consideran los enfoques globales. Hernández (2008) desarrolla su perspectiva considerando que el camino del éxito está en aprender las claves de superación de los que lo han logrado, pero esto implica el riesgo de la imposición del modelo exitoso; a esta reflexión la denomina: *la paradoja actual de la planificación energética*. Con el propósito de formular las bases de un plan energético con visión amplia considera índices, como: crecimiento poblacional; disponibilidad espacial (hab./ Km²); consumo de energía per capita; consumo de agua per capita; tasa de crecimiento económico; emisión de CO₂ per capita; ingreso (PIB) per capita; energía disponible e índice de desarrollo humano (IDH). Establece premisas sobre energía e impacto ambiental; uso de energías ambientalmente amigables; aumento en la utilización de la electricidad; riqueza nacional en energía fósil. Proyecta tendencias al 2025 basadas en el periodo 1990 – 2006. Afirma que los hidrocarburos deberán soportar el crecimiento de la nación, pero admite que la matriz energética debe cambiar incorporando otras fuentes energéticas: carbón, solar y eólica, incluso duda frente a nuclear, pero descarta la hidroelectricidad. Ratifica el gas como la fuente para generación termoeléctrica.

El trabajo de Melean (2011) aporta las consideraciones desde el lado de la demanda, revisando las condiciones necesarias para lograr un consumo eficiente. Repasa los consumidores por sector y detecta las posibles causas de ineficiencias. Manifiesta las barreras a una estrategia nacional de eficiencia energética y destaca las críticas.

Hernández y Martínez (2013) toman en consideración los elementos del esquema energético mundial propuesto por el G8 + 5. Reconocen que como consecuencia de ese esquema, el petróleo perderá la supremacía, que la tomará el gas. En ese contexto y de acuerdo a sus consideraciones, a Venezuela le resultará difícil competir. El cliente

tradicional de Venezuela (EE.UU.) afianzará su consumo en gas producido por sí mismo. La producción prevista de petróleo en la Faja Petrolífera de Orinoco compensará en buena parte la declinación de los campos maduros, lo que de acuerdo a su análisis resultara en un *exiguo* crecimiento. La estructura del mercado cambiará, pues pasará de ser un mercado controlado por los oferentes a uno dominado por los compradores. Como consecuencia de los aspectos considerados proponen un conjunto de acciones.

Szabo (2013) manifestó recientemente consideraciones sobre la estrategia energética con una óptica global, se refirió a la revolución energética estadounidense, basada en el gas de lutitas, del cual este país posee abundantes recursos y cada vez más reservas, pero destaca que esa revolución es, fundamentalmente, impulsada por la innovación tecnológica, la competencia y una carga fiscal adecuada. Las condiciones bajo las cuales se desarrolla esta nueva actividad petrolera son diferentes en cuanto a desarrollo social y participación de nuevas empresas. Además de los esfuerzos en producción, los países industrializados también avanzan en cuanto a eficiencia energética, particularmente en transporte y generación de electricidad. Asimismo, se estudian mejoras en las técnicas de explotación de yacimientos, lo que influye en el incremento de los factores de recobro. A los precios actuales del petróleo no ve posibilidades comerciales a las energías alternativas.

2. Consecuencias y estrategias que podría desarrollar Venezuela ante los posibles escenarios internacionales y la visión de los centros de pensamiento energético.

3.

Con respecto a Venezuela, el análisis de consecuencias se realiza desde dos consideraciones bien diferenciadas. La de país exportador de hidrocarburos, actividad insustituible para apalancar el desarrollo sostenible y la del suministro de la demanda nacional en procura de estándares superiores de desarrollo.

Consecuencias y estrategias posibles derivadas del Escenario 1: En procura del desarrollo sustentable. La búsqueda de la armonía entre energía y ambiente

1. Se mantiene el mercado global, pero posiblemente ocurre una redistribución de la demanda hacia algunos países emergentes, a países de baja seguridad energética y posiblemente a países de ingresos intermedios. Una situación de este tipo requiere un permanente estudio del mercado, redefinición de esquemas de negocio, implementación de técnicas gerenciales novedosas.
2. El escenario supone que los países con recursos tecnológicos y de capital continuarán el desarrollo de energías alternativas con el concurso de sus universidades y centros de investigación y la intermediación para la puesta en uso, ejecutada por sus empresas y la propia acción del Estado. A Venezuela un escenario de esta naturaleza le demanda realizar la transición de un país petrolero a uno energético, para lo cual debe efectuar sistemáticamente el inventario de sus recursos energéticos de toda índole, incluyendo el potencial de desarrollo agrícola orientado a los biocombustibles, y estudiar con creatividad y exhaustividad las posibilidades de desarrollo de los recursos energéticos ya identificados e inventariados.
3. A manera de ejemplo, en el caso del Inventario Nacional del Potencial Hidroeléctrico se debería acometer: la evaluación de la generación integrada y secuencial en diversas cuencas; verificar la potencia instalable en caso de disminuirse el factor de planta de las unidades de generación, que según los criterios

empleados para el inventario respondía a la premisa de generar energía firme; considerar la integración de la energía hidráulica excedentaria (la generable con los alivios) al sistema energético nacional; estimar el potencial de los ríos al norte del Orinoco que no fueron incluidos en el inventario del potencial hidroeléctrico; evaluar el potencial en mini y micro centrales, considerar los casos particulares del Lago de Valencia y del río Guaire (Buroz, 2010)^{xxvii}

4. Siendo muchos de los recursos energéticos alternativos no exportables directamente, la evaluación de su valorización e incorporación a la economía nacional pasa por el examen de las posibilidades de desarrollo de industrias que demanden energía y cuyos productos sean exportables. Venezuela cuenta con experiencias históricas en este tipo de desarrollo, como es el caso de las industrias del hierro, acero y aluminio. Adicionalmente, se pueden desarrollar esquemas que permitan la diversificación energética nacional haciendo uso de las energías alternativas, creando un mercado para las excedencias energéticas y estimulando el desarrollo de sistemas tarifarios que permitan la justa recuperación de inversiones en el desarrollo de estas nuevas fuentes.
5. La visión endógena descrita en el párrafo precedente debe ser complementada con la identificación, evaluación y adaptación, si fuere el caso, de innovaciones tecnológicas en el campo de energías alternativas desarrolladas en otras latitudes.
6. Las actuaciones de Venezuela ante el escenario considerado deben mantener la complementariedad de las visiones de producción energética para exportación y de producción energética para consumo interno, sin dejar de entender que la seguridad energética de Venezuela incluye la conservación y desarrollo de sus mercados de exportación directos e indirectos.
7. A los efectos de la satisfacción interna de la demanda hay que agregar a los ahorros y eficiencias energéticas, la necesidad de cambios en los patrones de urbanismo, vivienda y transporte con fin de hacerlos menos consumidores de energía y más capaces de proveer confort climático y garantía de movilidad.
8. Para valorar sus productos de exportación de combustibles fósiles Venezuela debería considerar un plan de desarrollo de sumidero de carbono mediante agroforestería. Eso podría permitir ventajas económicas en aquellos países que pechan la emisión de gases de efecto invernadero, porque Venezuela podría incluir en su oferta que sus combustibles fósiles, son un producto libre de emisiones de carbono en la proporción que los sumideros así lo logren.

Consecuencias y estrategias posibles derivadas del Escenario 2: Nuevas fuentes de combustibles fósiles y nuevas regulaciones ambientales. La nueva revolución de los hidrocarburos en concordancia con el ambiente.

1. Venezuela puede sufrir una severa disminución de la demanda en los mercados tradicionales de combustibles fósiles, lo que le obliga a ser previsiva en el desarrollo de nuevos mercados o adaptarse a las condiciones de su mercado tradicional.
2. Podría dificultarse el desarrollo de mercados en los países emergentes al seguir éstos una política de explotación de sus reservas no convencionales.

3. Un escenario como éste podría determinar la necesidad de concurrir a competir como operador en la explotación de hidrocarburos no convencionales fuera del territorio nacional.
4. La reducción de mercado para la colocación de materia prima plantearía la posibilidad de valorizar la energía producida mediante esquemas industriales endógenos que utilicen las fuentes energéticas fósiles y alternativas que posee el país.
5. Otra posibilidad sería el desarrollo de la industria petroquímica y química que utilice las reservas de hidrocarburos del país.
6. La función objetivo es la producción de las divisas necesarias para los intercambios comerciales requeridos para el desarrollo y bienestar del país.
7. Propiciar el establecimiento de sistemas de transporte y de urbanismo y vivienda más costo-efectivo desde el punto de vista energético, sujetos a las exigencias de mitigación del cambio climático y la garantía de movilidad.

Consecuencias y estrategias posibles derivadas del Escenario 3: Ante la duda un cambio total. Priva el principio de precaución ante la conciencia de un posible colapso planetario.

1. Este es un escenario de cambio profundo en la matriz energética ya que, según él, no habría mercado para ninguno de los combustibles fósiles convencionales y no convencionales, si esto fuese cierto ya no habría posibilidad para hacer una transformación operativa que llevase incluso a explotar campos fuera del territorio nacional.
2. El escenario prácticamente impone una adaptación a un cambio tecnológico y del estilo de vida. Si la adaptación no se realiza con suficiente tiempo para la transición pueden producirse afectaciones sociales y económicas muy serias.
3. Ante la posibilidad de un escenario de esta naturaleza la prevención es una estrategia adecuada, ello, se puede traducir, por ejemplo, en la revisión del potencial hidroenergético y su consideración en el marco de instrumentos como evaluación ambiental estratégica, evaluación ambiental integral^{xxviii}, determinación del potencial de energías alternativas y de definición de un régimen regulatorio que estimule su utilización.
4. Un escenario de esta naturaleza requiere una amplia consideración en todos los órdenes académicos, pues implica nuevos conocimientos para satisfacer necesidades alimentarias, de vivienda, de transporte, de industrialización, etc. todas ellas destinadas a reducir las erogaciones en divisas a la vez que crear nuevas formas de adquisición de aquellas.

Consecuencias y estrategias posibles derivadas del Escenario 4: Ante la creciente y exigente demandas económicas y sociales de energía: *Business as usual*.

El escenario 4 puede resultar de las presiones en la aceleración de la transición al desarrollo y de las exigencias sociales por utilizar combustibles baratos dados los elevados costos de energías renovables o alternativas en los países industrializados y países emergentes. Las consecuencias de un escenario de este tipo son:

1. Afectaciones derivadas del cambio climático planetario: sequías, inundaciones, aumentos de temperatura, elevación del nivel medio del mar, pérdida de biodiversidad, alteraciones de la hidrogenación, etc.
2. Pérdida de movilidad y deterioro de la integración territorial. Aislamiento de algunas áreas y comunidades.
3. Mayor dependencia nacional de la renta petrolera,
4. Reducción de las posibilidades de desarrollo nacional tendente a reducir la renta petrolera.
5. Presión por la explotación de zonas de escaso desarrollo actual, pero con abundancia de recursos fósiles, lo cual puede ocasionar ritmos de inversión y desarrollo tan desfasados que se produzcan regresiones en el desarrollo local.
6. Estimulo a las economías de aglomeración con alta tasa de empleos de baja productividad.
7. Incapacidad social de reaccionar frente al consumismo y la propensión al ahorro, lo cual puede traducirse en incrementos temporales del índice de desarrollo humano inducido por aumento del de ingreso, pero, insostenible en términos de desarrollo intergeneracional.
8. Para hacerle frente hay que implementar estrategias de adaptación al cambio climático.
9. Redefinir los esquemas de ordenamiento territorial del país.
10. Reestructurar los proyectos petroleros e integrarles los proyectos de desarrollo socio-económico en las áreas actualmente deprimidas, pero con importantes reservas petroleras.
11. Dinamizar las actividades de explotación
12. Reestructurar las normas ambientales de control previo y posterior para obtener la predicción más asertiva posible y el monitoreo, seguimiento y control de las afectaciones ambientales y sus medidas de corrección o reducción.

Líneas de investigación requeridas

Los escenarios considerados y la revisión de literatura efectuada sugieren diversas líneas de investigación. Se han estructurado en atención a las áreas de conocimiento representadas en las academias nacionales, mayormente vinculadas al examen realizado.

Ciencias físicas, matemáticas y naturales:

- Inventario de recursos
- Modelos matemáticos
- Interpretaciones geofísicas
- Modelos de predicción de cambio climático
- Mejoramiento de diseño de equipamientos foto voltaicos
- Determinación de captación de CO₂
- Determinación del estado del ambiente en la Faja Petrolera del Orinoco (FPO)
- Utilización de subproductos: coque y azufre

- Evaluación de posibilidad de subsidencia y su relación con las áreas inundables de la Faja.

Ciencias políticas, jurídicas y sociales:

- Desarrollo de mercados
- Sistemas regulación y contrataciones de los servicios de explotación de nuevas fuentes energéticas.
- Esquemas financieros y fiscales.
- Determinación de las consecuencias de las decisiones mundiales en materia de producción energética.

Ciencias económicas:

- Desarrollo de mercados
- Sistemas de regulación y contrataciones.
- Esquemas financieros y fiscales.
- Evolución histórica del desarrollo en la FPO
- Determinación de los índices e indicadores de estado de desarrollo en la FPO.
- Determinación del potencial de adaptación social de los pobladores de la Faja a los cambios que implica su desarrollo.
- Determinación de las consecuencias de las decisiones mundiales en materia de producción energética.

Ciencias de la ingeniería y el hábitat:

- Inventario de recursos.
- Sistemas de transporte
- Nuevos modelos de urbanismo
- Nuevos modelos de vivienda, incluida la climatización pasiva.
- Nuevas normas de construcción de viviendas
- Desarrollos agroforestales
- Aplicaciones de auto-generación
- Aplicaciones municipales de generación
- Determinación de las lecciones aprendidas de los estudios de evaluación de impacto ambiental en FPO
- Practicas de control del agua de formación con alto contenido de sales.

Conclusiones.

En un país como Venezuela, su estrategia de desarrollo energético pasa por establecer un balance adecuado de su matriz energética, que a la vez que satisfaga las necesidades de exportación para obtener las divisas necesarias para el desenvolvimiento

económico de la nación, utilice combustibles fósiles de menor producción de gases de efecto invernadero, desarrolle sumideros de carbono para atenuar el efecto planetario de la venta de sus productos, expanda la contribución de las energías no renovables y no convencionales, evalúe la pertinencia de utilizar las reservas hidroeléctricas al sur del río Orinoco en concordancia con los valores ambientales de los ecosistemas y comunidades indígenas que pudieran ser afectados; cuantifique y prospecte las demandas nacionales requeridas para la producción e industrialización de hidrocarburos, para el desarrollo y expansión de la industria de acero y aluminio, para la climatización de las viviendas y el transporte público urbano, suburbano y regional tanto basado en motores de combustión interna como en sistemas movilizadores mediante electricidad.

Venezuela estará sometida a las consecuencias de las decisiones mundiales en materia de producción energética. Con excepción del Escenario No 3, todo apunta a considerar que Venezuela se abocará al desarrollo de la FPO, como ya se viene ejecutando. Una posibilidad insuficientemente considerada en la literatura disponible es la estimulación y extracción de petróleo en gran escala de campos considerados maduros y actualmente en abandono. En ausencia de esa posibilidad Venezuela debe atender el desarrollo de la FPO de manera integral y debe estudiar la factibilidad de su explotación desde esa óptica. Bajo el enfoque integral resulta urgente y prioritario acometer una evaluación de la capacidad de soporte social y económico que poseen las comunidades asentadas en la FPO para sobrellevar la dinámica de su explotación.

Venezuela no debería abandonar el uso de sus recursos energéticos renovables, como los hidroeléctricos sin realizar un escrutinio exhaustivo de sus posibilidades, muchas de ellas aún no estudiadas.

Las circunstancias mundiales imponen un diálogo permanente del conocimiento energético y ambiental, tanto en el ámbito académico como en el institucional y en el empresarial del país.

La estrategia energética de Venezuela es compleja, pues debe asumir la responsabilidad de suministro seguro, confiable y ambientalmente satisfactorio a todos sus ciudadanos, pero, también tiene que producir hidrocarburos para colocarlos en el mercado internacional a fin de obtener los recursos económicos que exige su desarrollo. Por ello debe estudiar atentamente la estrategia que hayan desarrollado países en condiciones similares, tal vez hasta el momento hay que poner atención a las actuaciones de México al respecto. Si los escenarios planteados se confirman, Argentina, Brasil y Colombia serían otros países que deben ser objeto de atención similar.

La mayor lección obtenida de estas consideraciones es que Venezuela antes que un país petrolero es un país energético. Una estrategia de desarrollo energético es integral y comprende múltiples materias, porque a fin de cuentas, las decisiones que se tomen afectan a todos los ciudadanos del país. En la actualidad los elementos esenciales para iniciar la estructuración de una estrategia energética son: disponibilidad del recurso y reservas, costo y ambiente.

III. En procura del máximo aprovechamiento de nuestros hidrocarburos extrapesados

César Quintini Rosales

Breve reseña histórica

A mediados de la década de 1950, la Creole Petroleum Corporation tenía serios problemas para movilizar hasta su embarcadero de Caripito, los crudos extraídos en sus yacimientos de Temblador, Pílon y Jobo, en el Sur de Monagas, ya que debido a su alta viscosidad, resultaba extremadamente exigente su bombeo. La única solución entonces aplicable era la de elevar la temperatura, operación que resultaba costosa, tanto por la inversión requerida en los calentadores, como por el costo del combustible utilizado. Se pensó entonces y se consultó al mundo universitario, sobre la posibilidad de utilizar la energía solar para calentar el crudo y al no encontrarse una solución adecuada, se optó por reducir al mínimo la producción en los citados campos y además, como los yacimientos del Norte: Jusepín y Quiriquire, estaban en temprana decadencia, la empresa decidió concentrar sus esfuerzos en lo que entonces se conocía como el BCF, iniciales del inglés “Bolívar Coastal Fields”, mejor conocidos como la Costa Oriental del Lago.

En 1956, cuando los compromisos gubernamentales excedieron su ingresos regulares, se optó por otorgar nuevas concesiones a empresas distintas a las que tradicionalmente habían operado en Venezuela. Tocó a la empresa Phillips desarrollar el campo de Morichal, situado unos sesenta kilómetros al suroeste del que fuera el campamento del ya citado de Temblador. Para aquella época aún no se conocía que todos aquellos campos del Sur de Monagas, eran parte de la hoy llamada Faja Petrolífera del Orinoco (FAPO), a la que ocasionalmente también se ha llamado Faja Bituminosa del Orinoco.

Lo cierto del caso es que se trata de hidrocarburos de alta viscosidad que en la década de 1950 requerían ser calentados para poder ser transportados, razón por la cual la Phillips debió instalar varias estaciones de calentadores a lo largo de un oleducto de unos 75 km que conducía el crudo desde el campo de Morichal hasta el embarcadero de Punta Cuchillo, en la margen derecha del Orinoco, en Puerto Ordaz.

Aunque ya un grupo selecto de geólogos estaba consciente de que al sur de la Cuenca de Maturín se encontraba un campo de gran extensión de “petroleo no convencional”, el nombre y extensión de la FAPO, se hizo conocido a partir del IV Congreso de Geología Venezolano, cuando en sus memorias se publicó el trabajo de J. A. Galavís y H. Velarde *“Estudio Geológico y de evaluación preliminar de reservas potenciales de petróleo pesado en la faja bituminosa del Orinoco – Cuenca Oriental de Venrzuela”*. Pocos tiempo después, en su libro **Una Política Energetica**, publicado en 1974 Aníbal Martínez aseveraba que *“sin embargo, la seguridad de la presencia de los petróleos no convencionales en el sur de la Cuenca de Maturín no es definitiva posibilidad de explotación abundante ni debe ser usada como ejemplo de nueva facilidad providencial, para la rapiña del agotamiento pronto en programas que sólo se alienten en la triste simpleza de la comercialización en los mercados internacionales de las sustancias*

ganadas.” Esto fue escrito en momentos de trascendencia histórica, cuando como consecuencia del “embargo petrolero”, producto de la Guerra del Yon Kipur, los precios del crudo experimentaron lo que entonces lucía como un salto cuántico, que hicieron rentables a yacimientos que antes no eran competitivos e hicieron posible una serie de acciones que hasta entonces no habían sido contempladas.

Dos años después, el primero de enero de 1976, tuvo lugar la nacionalización de las empresas petroleras que operaban en Venezuela, pasando al control de la recién creada PDVSA, tanto las acciones de todas las concesionarias transnacionales, como también de la Corporación Venezolana del Petróleo, hasta ese momento la única empresa del Estado y la Mito Juan, empresa privada venezolana, creada e impulsada por emprendedores venezolanos liderizados por Humberto Peñaloza.

Como consecuencia de los cambios ocurridos, las concesionarias cambiaron de nombre y fueron posteriormente reagrupadas, a consecuencia de lo cual las operaciones que fueran de la Phillips en el Campo Morichal, pasaron al control de la recién creada LAGOVEN, la cual se convirtió en la primera filial de PDVSA con instalaciones operativas en la FAPO, las que con los nuevos precios del crudo, recuperaron su condición de operaciones rentables que ameritaban expansión. El conjunto de yacimientos antes identificados como Temblador, Pilón, Jobo y Morichal, conformaron entonces el campo mayor denominado Cerro Negro y el centro de operaciones inicial, se concentró entonces en el Campamento de Morichal situado a orillas del Morichal Largo.

Ya se contaba con tecnologías capaces de modificar la estructura molecular de los hidrocarburos muy pesados, mediante un proceso de “mejoramiento”, del cual resultaba un crudo de mayor valor comercial y también un alto volumen de coque de petróleo, conformado principalmente de carbón, azufre y componentes metálicos.

Para llevar a cabo tan exigente empresa se constituyó el proyecto DSMA (Desarrollo del Sur de Monagas y Anzoategui). El cual contemplaba inicialmente la construcción de una Planta de Mejoramiento, la fundación de una nueva ciudad para cien mil habitantes y la instalación de una planta eléctrica que utilizaría el coque de petróleo como combustible.

La fase de ingeniería del proyecto y las primeras actividades de campo marcharon aceleradamente hasta 1982, cuando el tremendo desplome de los precios del petróleo eliminaron la rentabilidad del proyecto. Sin la planta de mejoramiento, aún era posible la producción de los hidrocarburos extrapesados, pero sus condiciones físicas encarecían su transporte, razón por la cual LAGOVEN liderizó la búsqueda de soluciones para hacer rentable su movilización. De esa búsqueda surgió la Orimulsión[®]. Sobre el la cual abunda el material escrito y publicado, por lo que ahora solamente se hará referencia a una síntesis que sobre el tema puede encontrarse fácilmente en Internet. En una muy diligente actividad comercializadora, una vez que se determinó que el hidrocarburo emulsificado podía sustituir al carbón, se logró que un conjunto de plantas en tres continentes lo comenzaran a utilizar en sus plantas eléctricas de vapor mediante conversiones relativamente simples en sus calderas. Posteriormente se realizaron una serie de ensayos para mejorar los procesos de emulsificación y también se comprobó el buen funcionamiento en plantas de gasificación integrada con ciclo combinado (IGCC). Hay abundante y extensa literatura al respecto.

La empresa finlandesa Wärtsilä, reconocida mundialmente por sus motores para la propulsión de grandes navíos y la generación de electricidad, realizó una serie de exitosos ensayos operando varios de sus motores con Orimulsión[®] y construyó en Guatemala para Duke Energy, una planta de 168 MW que puede operar con Orimulsión[®] o con Fuel Oil. También realizó ensayos exitosos con una planta de ciclo combinado usando dos de sus motores y aplicando luego los gases de escape para producir vapor e impulsar un tercer generador y así obtener con el conjunto una eficiencia térmica de 55%.

El destino de los hidrocarburos extrapesados

Por su condición de ‘petróleos no convencionales’, los hidrocarburos de la FAPO requieren un tratamiento especial para entrar en el mercado petrolero establecido mundialmente, mediante varios posibles cursos de acción. Uno de ellos el conocido como el mejoramiento (“upgrading” en inglés) que consiste en un proceso químico que modifica su estructura molecular y libera un crudo convencional que puede ser procesado en gran número de refinerías en todos los continentes, pero genera como subproducto grandes volúmenes de coque con un alto contenido de metales y también cantidades importantes de azufre. El coque puede ser desmetalizado mediante un proceso desarrollado y patentado por la Universidad Simón Bolívar y posteriormente puede emplearse como combustible, generando electricidad también en plantas de gasificación integradas con ciclo combinado.

Los hidrocarburos extrapesados pueden también usarse directamente como combustible, tanto en plantas de vapor, como en plantas con motores de explosión, pero para facilitar su transporte y manejo deben ser sometidos a un proceso de emulsificación que los convierta en Orimulsión[®]. Por tanto solamente cuando las aplicaciones para utilizar estos hidrocarburos se ubican cerca de los yacimientos, se obvia la necesidad de su conversión a Orimulsión[®]. Hay entonces dos opciones posibles para generar electricidad con esta forma de energía primaria: hacerlo en la cercanía de los yacimientos y establecer la requerida capacidad de transmisión de energía eléctrica, siendo la otra posibilidad la de emulsificar y transportar la Orimulsión[®] hasta un sitio de generación cercano a los centros de carga.

Existe además otra opción que en un momento fue la más sencilla: mezclar el hidrocarburo extrapesado con un crudo convencional liviano y obtener de la mezcla un crudo mediano, cuyo valor resulte mayor que el de sus componentes comercializados en forma separada.

De la varias opciones citadas, considérese ahora la posible utilización en Venezuela de los hidrocarburos extrapesados para la generación de electricidad.

Desde que se terminó de instalar la última unidad de Caruachi, el 28 de febrero de 2006, no se ha agregado generación hidráulica de significación al Sistema Interconectado, por el contrario, por razones diversas se han sacado de servicio varias unidades, de manera que ha recaído en la generación térmica la tarea de atender el crecimiento de la demanda y compensar los retiros temporales o permanentes de generación existente. Hasta donde se ha podido, se ha incrementado la disponibilidad de gas, incluso importándolo desde Colombia, pero no ha sido suficiente. En consecuencia el incremento en el consumo de energía ha

debido fundamentarse en los hidrocarburos líquidos. Usando los datos que antes publicaban **OP SIS**, la Oficina de Operación de Sistemas Interconectados y **cng**, el Centro Nacional de Gestión del Sistema **OP SIS/cng** se puede observar que entre 2006 y 2010 ocurrieron los siguientes cambios en el consumo de combustible: Gas Natural +14%, Gasoil +76% y Fueloil +30%. Debiéndose tomar en cuenta que durante ese período no se incrementó la capacidad de generación de las plantas de vapor. El consumo anual de combustibles líquidos para 2010 fue del orden de 3931 millones de litros de gasoil y 2872 mil toneladas de fueloil, volúmenes que convertidos a su equivalente en barriles fueron de 24,7 millones de barriles de gasoil y 18 millones de fueloil. De los años posteriores a 2010 no hay estadísticas de libre acceso, pero la tasa de crecimiento se redujo por las interrupciones del suministro.

Es evidente que si se reduce el consumo de combustibles líquidos, éstos se pueden exportar y los ingresos que se perciban deben acreditarse a la fuente alterna que los sustituya, lo cual puede lograrse incrementando la generación hidroeléctrica, aumentando el suministro de gas o utilizando los hidrocarburos extrapesados de los que Venezuela posee abundantes reservas.

Venezuela, además de utilizar hidrocarburos negociables en el mercado mundial para generar electricidad para su consumo interno, también supe estos combustibles en condiciones especiales de venta a los países de Centro América y el Caribe, parte de los cuales se destina a la generación de electricidad. En consecuencia, allá también se hace posible una sustitución de combustibles, que permitiría igualmente llevarlos al mercado mundial para venderlos a precios más atractivos.

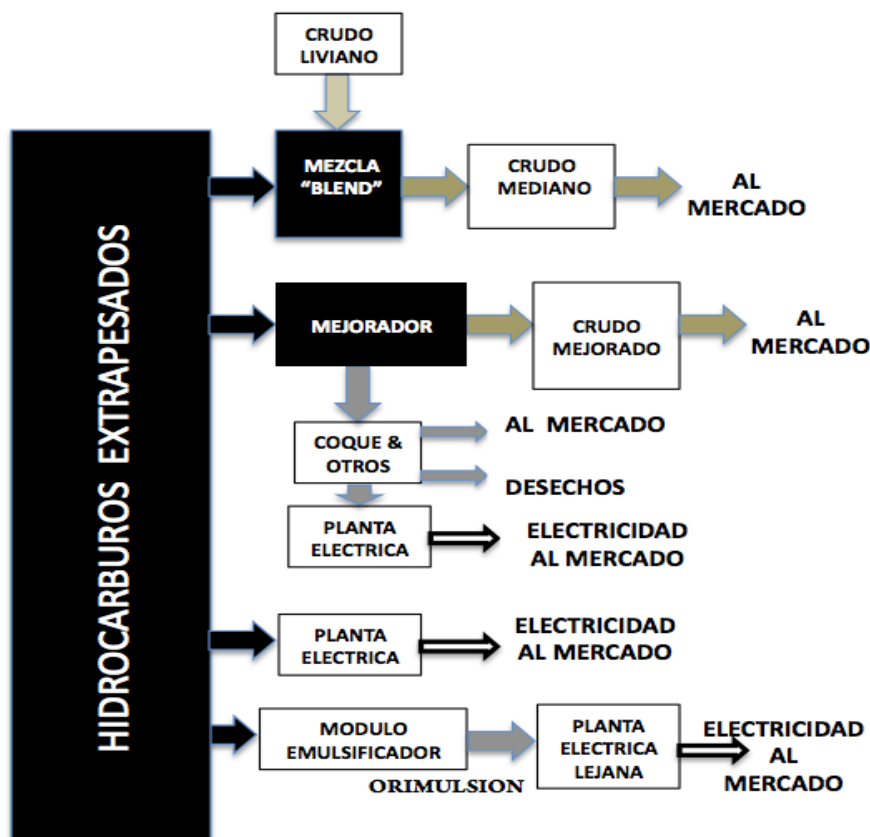
Se requiere, indudablemente, un análisis comparativo, donde paralelamente a los elementos de fácil cuantificación, habrá también otros que estarán sujetos al mejor criterio de los analistas. No es fácil la tarea.

Las múltiples opciones

Según los especialistas, Venezuela tiene suficientes recursos en la forma de gas natural y potencial hidráulico, que no debiera ser necesario incurrir en el consumo de hidrocarburos exportables para la generación de electricidad, no obstante se requiere tiempo para aplicar las correcciones necesarias. Por cuanto la disponibilidad energética en la forma de hidrocarburos no convencionales es inmediata, en una etapa inicial es posible que esa opción resulte atractiva, no solamente por los ahorros potenciales que implica, sino por la oportunidad que se tendría de llegar a desarrollar en el país tecnologías relacionadas con el uso de dicho combustible, tanto en los aspectos conceptuales y de manufactura, como en el mantenimiento y operación de los equipos, conocimiento que complementaría la oferta de dichos combustible a las regiones donde su aplicación resulte competitiva.

El territorio de la FAPO está cruzado en buena parte de su extensión por las líneas que transportan la energía generada por las plantas de la cuenca del río Caroní: Tres líneas de 765 kV, cinco de 400 kV y dos de 230 kV. Por todas ellas fluye energía del sureste al noroeste. Esas líneas entregan importantes bloques de energía en Oriente, tanto para las operaciones de extracción del crudo y el gas, como para alimentar las estaciones de bombeo

y las plantas de tratamiento del gas natural, las refinerías y plantas petroquímicas.



POSIBLES DESTINOS DE LOS HIDROCARBUROS EXTRAPESADOS

Los flujos reales son mucho más complejos. El diagrama trata de destacar los más significativos.

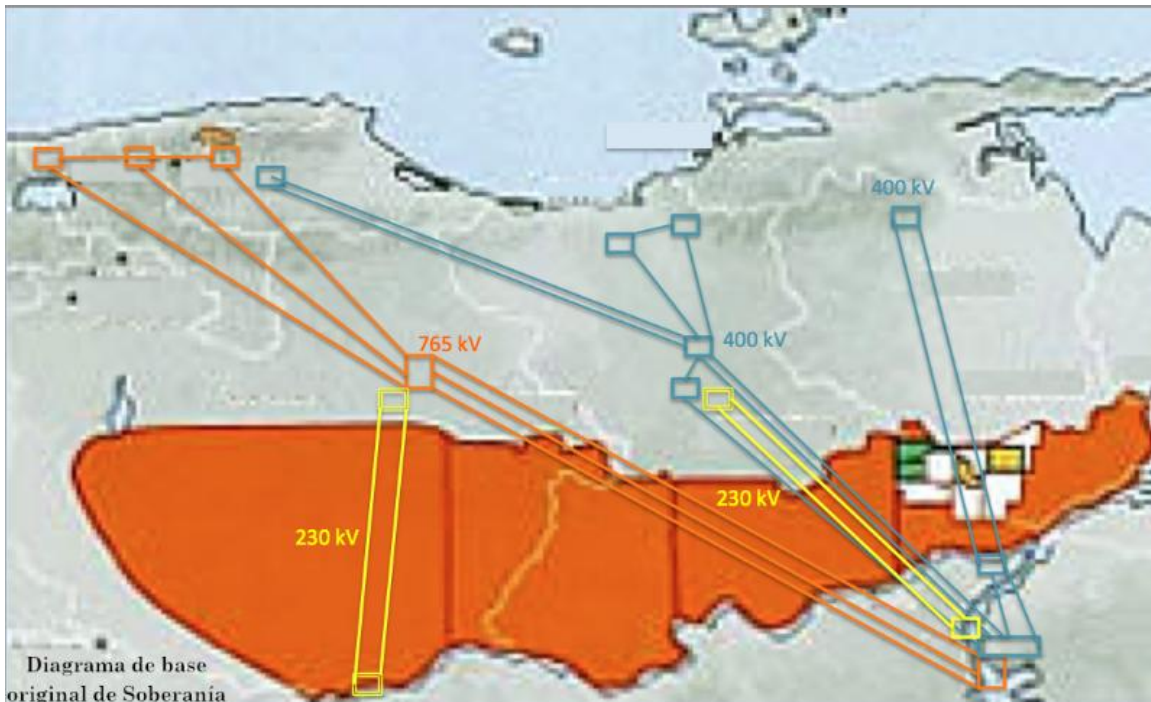
También atienden el consumo eléctrico de todos los estados orientales. Existe además una línea aislada para 230 kV y actualmente operada a 115 kV, que transporta la energía del Caroní, desde el centro del Estado Guárico, hasta Puerto Ayacucho, que alimenta también los centros poblados venezolanos de Cabruta, Caicara del Orinoco y Puerto Páez, así como también a Puerto Carreño, en Colombia.

La electricidad adicional que se llegara a producir en la FAPO, complementaría el suministro regional de Oriente y liberaría excedentes de electricidad para alimentar el consumo del Centro y Occidente del país.

De manera complementaria se podría instalar plantas generadoras en Margarita, en la Costa Norte y en la Cuenca del Lago de Maracaibo, plantas que por razones de transporte se alimentarían con Orimulsión[®] entregada por vía marítima.

Previendo la posibilidad ya mencionada, de que eventualmente se llegará a producir suficiente gas natural para la generación termoeléctrica y se retomarán los desarrollos hidroeléctricos, la generación que se instale en la Costa Norte y en la Cuenca del Lago de

Maracaibo, debiera ser del tipo de plantas flotantes, quizás utilizando motores de explosión conformados en ciclo combinado para mejorar su eficiencia térmica.



Cuando estos equipos llegaran a ser desplazados por hidroelectricidad por generación térmica a gas, u otros tipos de energías renovables que sean más económicos, las plantas flotantes podrán ser reubicadas en otros países que consuman combustibles venezolanos ahora vendidos en condiciones especiales y que al liberarlos, pudieran ser vendidos en el mercado mundial en términos que generen mayores ingresos.

Eventualmente Venezuela pudiera desarrollar un sistema de plantas térmicas alimentadas por Orimulsión[®] en todo el arco de islas caribeñas que hoy son parte de Petrocaribe, así como en los países centroamericanos que también se benefician de las condiciones especiales de venta de los hidrocarburos venezolanos. El surtir ese mercado regularmente puede generar un patrón de tráfico que pudiera aplicarse al flujo de otros bienes negociables, siempre y cuando exista la creatividad necesaria para concebir naves, capaces de cumplir con ese doble propósito.

Areas de investigación

Es un hecho irrevocable que los hidrocarburos extrapesados poseen una serie de impurezas, que al final de su combustión constituyen un serio problema ambiental. El reducir su efecto a niveles tolerables por las disposiciones de los países que los utilicen, es un requisito importante para lograr su efectiva comercialización.

Los elementos metálicos que se encuentran mezclados con los hidrocarburos pueden resultar de un alto valor comercial, circunstancia que debiera aprovecharse cuando los volúmenes que se manejen alcancen una escala que haga rentable su recuperación. Ya se

comentó que en Venezuela se han logrado exitosos ensayos, que han permitido la separación del vanadio del coque resultante de los procesos de mejoramiento.

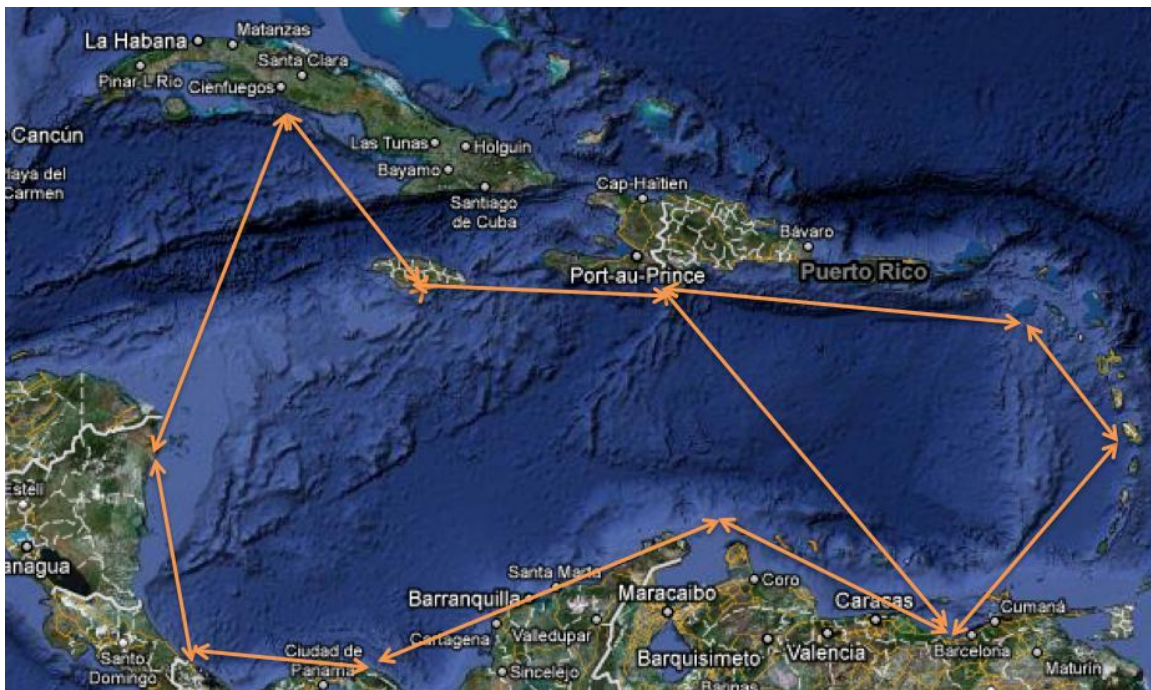
Además de los tópicos de investigación básica, se requiere realizar una serie de estudios comparativos para identificar, entre las diferentes tecnologías para el uso de los hidrocarburos extrapesados en la generación de electricidad, cual o cuales resultarían de mayor ventaja para ser aplicadas en Venezuela y en los países con los que se mantiene una relación energética de excepción. A los precios actuales de los hidrocarburos líquidos en el mercado mundial, el consumo anual en Venezuela representa sumas del orden de los cuatro a cinco mil millones de dólares (USD 4 a 5 x 10⁹) lo que debiera constituir un notable incentivo para patrocinar la investigación. El diseño y construcción de embarcaciones que permitan realizar de manera conjunta el transporte de carga general junto con el combustible de baja volatilidad es otro reto a la creatividad.

Conclusiones

- 1 – Existe una variedad de tecnologías ya probadas exitosamente que permiten el uso de la Orimulsión[®], para sustituir otros combustibles en la generación de electricidad.
- 2 – Se pueden liberar volúmenes importantes de combustibles de alto valor comercial.
- 3 – El transporte de combustibles permite el desarrollo de otras exportaciones.
- 4 – Debe reducirse el impacto ambiental de la Orimulsión[®] a niveles tolerables.

Recomendaciones

- 1 – Continuar y profundizar los esfuerzos para reducir el impacto ambiental derivado de la combustión de la Orimulsión[®], centrándose en el tratamiento de los efluentes. Inicitiva que debe ser liderada por Venezuela.
- 2 – Es necesario desarrollar sistemas de transporte, que permitan el manejo simultáneo de la Orimulsión[®] con otros productos comerciales.



Rutas básicas para el transporte de combustibles y otros productos.



Planta Flotante en Bengladesh – Fotografía de un folleto de Wärtsil

IV. Fuentes de Energía no Convencionales: Un Nuevo Reto Tecnológico, Económico y Ambiental.

Rafael Lairer

Introducción

La Red Global para el Cálculo de la Huella Ecológica, informa desde Ginebra en correo electrónico enviado al autor de este artículo, que el día 20/8/2013, los cálculos de la demanda humana por recursos y servicios ambientales, que contempla lo necesario para la alimentación, los recursos naturales explotados y la capacidad para secuestrar el carbón producido por el uso de los combustibles fósiles, ha superado solo en 7 meses y 20 días, la capacidad de regeneración de la Tierra para el año 2013.

En otra nota el Diario El Sol de México de fecha 19/08/2013 (García Heredia, J.), se refiere la dura posición de lucha de los ambientalistas mexicanos, como en otros países del mundo, en contra la explotación del gas de lutita mediante la fractura hidráulica, por los efectos que ésta técnica plantea desde el punto de vista ambiental, como la disminución de disponibilidad del agua para los seres humanos y ecosistemas, toda vez que se requieren de 9 a 29 millones de litros de agua para la fractura de un solo pozo. Así mismo se indican la contaminación de las fuentes de agua, emisión de gases contaminantes, y potencial contribución a la generación de gases efecto invernadero.

La Agencia Norteamericana de Información en materia de Energía (EIA por sus siglas en inglés), en su último reporte señala que las "reservas técnicas" (no necesariamente recuperables), en fuentes "no convencionales" de "shale gas", son inmensas: 7.299 billones de pies cúbicos, mientras que las de gas "convencional" se ubican en 6.614 tcf, (González, D., 2013) convirtiendo a esta fuente en una de las de mayor potencial para cubrir los requerimientos de energía en las próximas décadas, a pesar de las dudas que existen sobre las técnicas de extracción y sus efectos ambientales.

Las ideas expuestas obligan a repensar la posición de la humanidad y su dirigencia ante el uso y manejo que está haciendo del nuestro planeta y sus recursos.

El aprovechamiento de yacimientos de hidrocarburos no convencionales en el mundo: Antecedentes

El modelo de desarrollo seleccionado por la humanidad la hace cada día más dependiente de las energías fósiles. La fuente más importante hasta la fecha y que se espera que sea así para los próximos cincuenta años, son los combustibles fósiles.

Los países productores de hidrocarburos renuevan sus esfuerzos en la búsqueda de incrementar las reservas de hidrocarburos "convencionales" y otros abogan por la exploración de fuentes "no convencionales" para cubrir sus requerimientos de energía.

El G7/G8 en su reunión en Gleneagles, Canadá (Gleneagles Official Documents, 2005), estableció un Plan de Acción que tenía como áreas de atención:

- Cambios en la forma en que se usa la energía.
- Un futuro más limpio, por el uso eficiente de la energía; reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero; impulsar el uso de energía renovables; minimizar la contaminación del aire asociada y promover el diseño de procedimientos para la captura del CO₂ y del Metano (CH₄).
- Investigación y desarrollo (ID) mediante un mayor compromiso de la cooperación internacional y la coordinación de la investigación en tecnologías energéticas, que incluye el hidrógeno como vector energético.
- Promover el financiamiento para la transición hacia energías más limpias.
- Gestión del impacto del Cambio Climático, facilitando la información para integrar clima, ambiente, salud, factores económicos y sociales en la planificación del desarrollo y las estrategias de resiliencia.
- Promover la lucha contra la tala ilegal de los bosques.

Los resultados de la reunión establecieron de una manera muy clara la nueva orientación que el G7/G8 le estaba dando al esquema energético mundial. Como indican Hernández y Martínez ..."*Lo que está sucediendo hoy en día (2013), en el manejo energético mundial, no es producto del azar, sino de toda una estrategia establecida hace 8 años. Es así como aparecen nuevas fuentes de energía, se exploran otras, países que se transforman en exportadores netos de energía, es decir, hay un cambio (sin retorno) en el esquema energético mundial que va a regir el mundo a partir del primer cuarto del siglo XXI, y cuyo aspecto central es la pérdida de la supremacía del petróleo, la cual será cedida al gas natural, por ser este el fósil más amigable al ambiente*" (Hernández N., Martínez J., 2013).

Por las razones expuestas es muy claro que hay un cambio de dirección en el esquema energético mundial. Se observa una fuerte tendencia a la reducción, para una posible y futura sustitución del uso de combustibles fósiles no amigables con el ambiente (petróleo en todas sus formas y carbón), por otras fuentes de energía más limpias como el gas. Esta situación planteada por el G7/G8 es acompañada por una fuerte presión a nivel internacional en las academias y centros de investigación por la utilización de energías alternas (o no convencionales) como la solar, eólica, geotérmica, biomasa, mareomotriz y nuclear.

Más aún Gordon (2012), indica que la producción de petróleo (dentro de las llamadas fuentes convencionales) ha llegado a su máximo, ha comenzado un período de estabilidad

de la producción y ha iniciado su declinación. Así mismo enfatiza que nos estamos acercando al fin de la era de los medios de producción de petróleo "fácil" y de extracción de crudo de "buena calidad". Este importante recurso finito, se encuentra en tres tipos de fuentes: convencionales (livianos, medianos, gas y condensados), de transición (crudos a gran profundidad, pesados y el almacenado en esquistos), y las no convencionales que serán el objeto de análisis en este documento enfatizando en los aspectos ambientales asociados a su producción.

Para seguir contando con una fuente segura de recurso, la industria se reorienta a la explotación y manejo de crudos llamados "no convencionales". En la Figura 1, se muestra lo que Gordon D. (2012), llama "La Nueva Geografía de los Hidrocarburos no Convencionales", que incluye el petróleo en lutitas (esferas en gris claro), petróleo pesado, extrapesado y bitúmenes (esfera en gris oscuro), así como los hidrocarburos asociados a lutitas (shale oil and gas) en cuadrículado en gris.

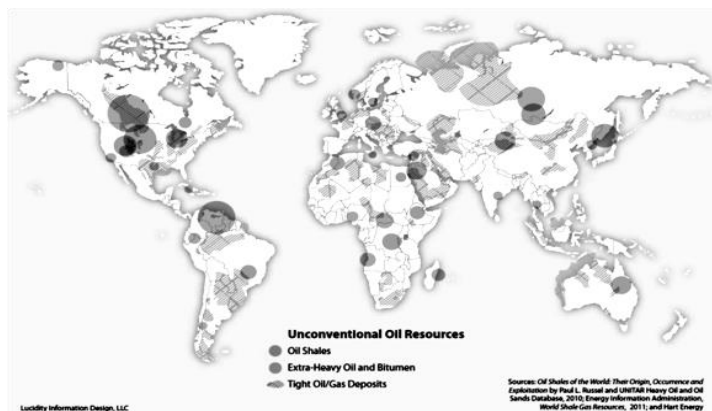


Figura 2. Distribución mundial de yacimientos de hidrocarburos no convencionales. Recuperado digitalmente en <http://carnegieendowment.org/2012/05/03/understanding-unconventional-oil/ao4f>

Además de los mencionados, están el gas metano en estratos de carbón "coal bed methane" o CBD, también conocido como "coal seam methane gas" (CSMG); los yacimientos de gas en rocas de poca permeabilidad o "tight gas"; el "shale gas" o gas de lutitas, al cual nos referiremos posteriormente; el "oil shale" lutitas bituminosas; los "tar sands" o arenas bituminosas, como las de Alberta en Canadá; los "Heavy oils" crudos pesados y extrapesados (Faja del Orinoco) y los "Methane hydrates" o hidratos de metano.

Las buenas perspectivas del negocio del gas de lutitas ha impulsado a la industria a expandirse en Estados Unidos, estimándose que las reservas más importantes de este hidrocarburo están en China, seguida de EEUU, Argentina, México, Sudáfrica, Australia,

Canadá, Libia, Argelia, Brasil, Polonia, Austria, Alemania, Reino Unido, Francia y Holanda.

A nivel mundial, el debate sobre el gas de lutitas ha pasado de tener una dimensión solamente económica, a polarizarse hacia cuestiones ambientales dados los enormes riesgos que acarrea. Así, en el año 2010, la Comisión de Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad Alimentaria del Parlamento Europeo (Dirección General de Políticas Interiores del Parlamento Europeo, 2011), encargó un informe que concluyó que el proceso de "Fractura Hidráulica" tendría efectos devastadores sobre el territorio, y que existe un alto riesgo por el uso excesivo del agua, sismicidad asociada, generación de residuos sólidos y líquidos, emisiones a la atmósfera, contaminación por productos químicos de acuíferos someros, con efectos negativos sobre la salud humana.

La aplicación del método de "Fractura Hidráulica" ha sido protestado y las actividades se han visto suspendidas y en algunos casos se han promulgado moratorias. Las moratorias no implican una prohibición del proceso de "Fractura Hidráulica", sino únicamente una paralización temporal, mientras se estudia en profundidad la técnica y los efectos de éstas en el ambiente, como lo han propuesto la Agencia Internacional de Energía IEA (2012) y la Agencia de Protección Ambiental EPA en Estados Unidos (2013).

La otra forma de acumulación de Gas en yacimientos "no convencionales" corresponde a los "Hidratos de Metano", constituidos por volúmenes de gas que han quedado atrapados en cristales de hielo, en "el permafrost"⁹ en las altas latitudes (Canadá y Siberia), y en los fondos de los océanos a lo largo de la plataforma continental. Según Klauda J. y Sandler S. (2005), el valor de las reservas mundiales de metano asociado a hidratos es de $1,2 \times 10^{17} \text{ m}^3$ de metano expandido a condiciones atmosféricas.

Los hidratos de metano son conocidos desde inicios del siglo XIX, cuando Sir Humphrey Davy en 1811, realizó los primeros estudios. Los soviéticos descubrieron en los años '60 del siglo XX, fuentes naturales de hidratos de metano al norte del país y en los años '70 de este mismo siglo fueron descubiertos en el fondo de los océanos. En los años '80 se iniciaron las investigaciones para determinar las potencialidades de los hidratos como fuente no convencional de producción de energía y en los '90 se realizaron actividades de exploración y perforación para evaluar los depósitos oceánicos de hidratos.

A nivel global ha surgido un gran interés por estudiar los Hidratos de Metano dado:

- El gigantesco volumen de las reservas potenciales y su alto potencial energético,

⁹ El permafrost es la capa de hielo permanente presente a diferentes profundidades del suelo, en regiones circumpolares o de carácter "periglacial".

- Los efectos en el ambiente, de ocurrir la explotación en las áreas donde han sido localizados los yacimientos (áreas de "permafrost" de Estados Unidos, Canadá, norte de Europa y Rusia y en los fondos oceánicos), y
- El efecto sobre el Cambio Climático, como gas efecto invernadero (GEI), con un potencial negativo de alrededor de 10 veces más que el dióxido de carbono (CO₂).

El grupo de Estudios Climáticos del Proyecto de Hidratos de Metano del Servicio Geológico de los Estados Unidos ha considerado, desde 2007 (United States Geological Survey, 2013), enfocar sus estudios hacia los efectos de las emisiones de metano en el comportamiento de las temperaturas en las áreas circumpolares y la estabilidad de los depósitos de hidratos al perderse el "permafrost", y determinar cuánto metano es liberado a la atmósfera, en respuesta a los procesos de incremento de la temperatura. El metano es un gas con un alto potencial como gas efecto invernadero y podría, en caso de que las condiciones se den, exacerbar el calentamiento global, como ha ocurrido en otros momentos en el pasado remoto en la Tierra.

Japón y Canadá adelantaron conjuntamente proyectos hacia finales de la década de los '90, con la intención de explorar formas de explotar el gas acumulado en los Hidratos de Metano en los fondos oceánicos. Canadá, se retira días antes de la noticia del éxito alcanzado en Japón al convertirse en el primer país, en el mundo, en completar una prueba de producción de gas de fuentes de hidratos de metano costa fuera.

Situación actual y proyectos en desarrollo para la producción de hidrocarburos "no convencionales" en Venezuela.

Las fuentes de hidrocarburos no convencionales en Venezuela, en producción, corresponden por los momentos a los crudos pesados y extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco, considerados como los más importantes del mundo. Según el Informe 2012 de PDVSA (página 36) para el 31 de diciembre de 2012 la Faja del Orinoco tenía una producción de 646 MBD de crudo, proveniente de las áreas de Zuata (principal y norte) con una producción de 270 MBD y de Cerro Negro de 376 MBD.

Se ha determinado la existencia de yacimientos de lutitas que pueden tener asociado gas en el occidente del estado Zulia, en la llamada Cuenca Maracaibo-Catatumbo, que contiene una secuencia de lutitas Cretácicas de origen marino (Formaciones La Luna y Capacho), que según el informe de la Agencia Norteamericana de Información en materia de Energía (EIA) (U.S Energy Information Administration, 2013), podrían ser objetivos prospectivos para gas y petróleo asociados a lutitas. También se ha identificado a la Formación Carapita como una posible acumulación de lutitas (gas y petróleo asociado), en el oriente del país.

Por otra parte, como país poseedor de una extensa plataforma continental, también podrían existir acumulaciones importantes de hidratos de metano en la Plataforma Continental del Mar Caribe y en la Fachada Atlántica venezolana.

Los hidrocarburos de la Faja son del Terciario (Mioceno) con una edad de 50 a 60 millones de años, acumulados en areniscas no consolidadas (arena-limo-esquistos) de origen fluvio-marino, pertenecientes a la Formación Oficina que se formó por el aporte de sedimentos provenientes de las áreas montañosas del norte y del macizo Guayanés (al sur), depositados en forma de canales y lentes, con espesores variables de hasta 40 a 45 metros, con acumulaciones promedias de 8 a 12 metros. El área total de la Faja es de 55.314 km² (6% de territorio nacional) y cuenta con una porción saturada de hidrocarburos de 13.600 km².

La Faja Petrolífera del Orinoco fue dividida de oeste a este en cuatro Áreas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo conocidos anteriormente como Machete, Zuata, Hamaca, y Cerro Negro respectivamente. Según Barbierii (1985), el crudo de la Faja, como todo crudo pesado, se caracteriza por su alta viscosidad, alto contenido porcentual de azufre entre 1 y 8%. Así mismo pueden tener un apreciable contenido de sales y metales como el níquel, vanadio y hierro en volúmenes de 100 a 500 ppm. Estas características condicionan negativamente los posteriores tratamientos (Krauter, M. 2006). Los crudos de la Faja, son ricos en Níquel y Vanadio por sustitución del magnesio y hierro a nivel de la molécula de hidrocarburo. Tanto el Níquel como el Vanadio son metales muy cotizados en el mercado y en el caso de la Faja están en altas concentraciones en el Coque, que es un subproducto del proceso de mejoramiento del crudo. Sin embargo la producción de Azufre y Coque asociados plantean problemas de carácter ambiental que deben ser considerados.

La producción de los hidrocarburos no convencionales en la Faja Petrolífera del Orinoco

-1er Período 1930 hasta 1976

En Venezuela las inmensas reservas de crudos "no convencionales" se conocen desde los años '30 del Siglo XX. El pozo La Canoa-1, ubicado en el Municipio Independencia al sur este del Estado Anzoátegui, fue el primero perforado en la Faja del Orinoco, que se completó el 07 de enero de 1936 por la Standard Oil Venezuela (Barberii, E., 1998). En los años '60 los estudios exploratorios estuvieron bajo la responsabilidad de la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP), que llevó a cabo la exploración y medición de los yacimientos de la Faja. Es en esos años cuando se toma conciencia de la magnitud de la Faja y se emprende una evaluación sistemática que permitió delinear una inmensa superficie al sur de la Cuenca Oriental y al norte del Orinoco, la cual fue llamada originalmente Faja Bituminosa del Orinoco, y posteriormente, al comprobarse que los hidrocarburos pesados, extrapesados y de alta viscosidad, eran líquidos, se cambió su nombre a Faja Petrolífera del Orinoco. En 1961 se hicieron intentos de poner en producción pozos en los campos de Morichal y Jobo, ubicados en la Faja.

-2do Período 1976 hasta el 2000

PDVSA inició la evaluación de la Faja Petrolífera del Orinoco el año 1978. A pesar de disponer del conocimiento asociado a la exploración, perforación y producción de

crudos pesados, las tecnologías para su transporte y sobre todo para su mejoramiento no estaban disponibles, ni los recursos económicos requeridos para la explotación en gran escala de los yacimientos de la Faja. A comienzos de los ´80 con la subida de los precios del petróleo, PDVSA comenzó los estudios necesarios para adelantar la exploración y producción temprana¹⁰ de los crudos. La crisis petrolera de mediados de los ´80 derrumbó los precios del petróleo, lo que causó nuevamente el abandono de los proyectos para el desarrollo de la Faja.

PDVSA y las Filiales, aprovecharon la reducción de actividades para evaluar a profundidad los potenciales efectos ambientales que suponía un desarrollo bajo los criterios establecidos en los inicios de los ´80. Para lograr el objetivo se suscribió con el Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales (MARNR para la fecha), el Convenio MARNR-PDVSA para la realización de los estudios de línea base requeridos para el establecimiento del Esquema de Ordenamiento del Territorio de la Faja (Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales Renovables-MARNR, 1982), y la creación de la Oficina en el MARNR encargada de dar pronta respuesta a los requerimientos de proyectos en materia ambiental.

En el período 1993-97 se firmaron los Convenios de Asociaciones Estratégicas, mediante aprobación del Congreso de la República, que dio origen a las Asociaciones conocidas como Petrozuata (Maraven/Conoco), Ameriven (Corpoven/Mobil) y Cerro Negro (Lagoven/Exxon), que iniciaron actividades a mediados de los ´90 y fueron eliminadas por decisión del Ejecutivo en el año 2007. Estas asociaciones lograron el desarrollo de las actividades de producción en los bloques en la Faja, en la zona sur de los Estados Anzoátegui y Monagas, la construcción de nuevos oleoductos y habilitación de los existentes, para transportar el crudo producido al Complejo Industria José Antonio Anzoátegui en Jose, al norte del Estado Anzoátegui, donde se construyeron las Unidades de Mejoramiento de cada una de las Asociaciones Estratégicas ya mencionadas.

-3er Período 2000 a la actualidad: El Nuevo Plan de Desarrollo Integral de la Faja Petrolífera del Orinoco

Con los cambios de política petrolera del Estado Venezolano, a partir del año 2000 se inició el Proyecto Magna Reserva de la FPO (para la certificación del volumen de crudo en sitio y explotable)¹¹, el Desarrollo Integral de la Faja Petrolífera del Orinoco¹² y el

¹⁰ "Producción temprana": son los volúmenes de crudo que resultan de los procesos de exploración y producción, cuando todavía no están listas las facilidades necesarias de almacenaje y transporte. Tomado del Glosario petrolero en la página oficial de Petróleos de Venezuela, S.A.

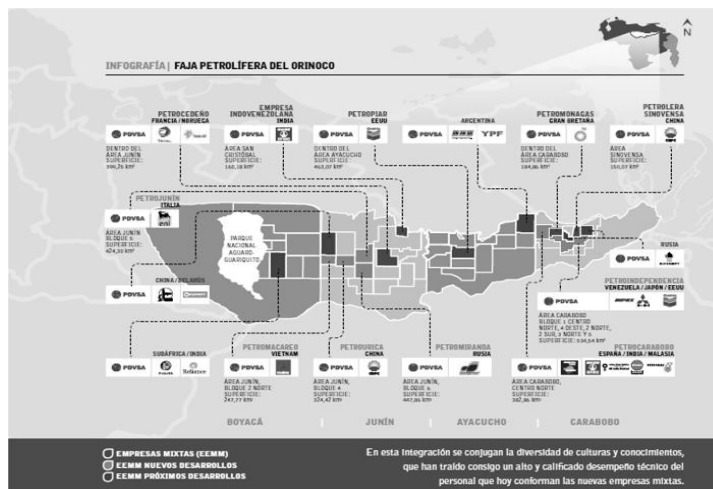
¹¹ El Proyecto Magna Reserva (Certificación de la FPO), fue asignado a la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP), según Oficio N° 1.036 de junio de 2005, para cuantificar y certificar las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco. Tomado de la Página Web oficial de PDVSA, S.A.

¹² El proceso de Expansión de Proyectos de la Faja petrolífera del Orinoco busca el *Desarrollo Integral de la Región norte del Orinoco* como eje impulsor del desarrollo sostenible, desde el punto de vista social, industrial, económico y tecnológico del país.

Proyecto Socialista Orinoco¹³ que busca, por un lado la participación de varios países para la explotación del crudo y construcción de infraestructura nueva, y por el otro impulsar la actividad socioprodutiva e industrial en la Faja Petrolífera del Orinoco y su área de influencia así como el desarrollo de las comunidades ubicadas en ella.

La Faja Petrolífera del Orinoco cuenta en la actualidad con un total de reservas probadas de más de 258.809 MMBls aproximadamente (86% de las reservas del país), conformadas por 3.935 MMBls de crudo pesado y 254.874 MMBls de extrapesado con crudos de menos de 20 °API con alto contenido de azufre y metales pesados asociados (Petróleos de Venezuela, S.A., 2012). PDVSA, en palabras del Presidente de la empresa (Correo del Orinoco, 18/05/2013), indicó... " *que se van a construir más de 520 macollas, varios mejoradores, se perforarán más de 10 mil 500 pozos y se tiene prevista la edificación de importantes infraestructuras que tienen que ver con vialidad, entre otras obras de envergadura para el desarrollo social y económico de la Faja Petrolífera del Orinoco*".

El cambio de política en materia petrolera por parte del Estado venezolano modificó sustancialmente el programa de desarrollo de la industria en el área de la Faja. En la Figura 3, se muestra la distribución de las diferentes Acuerdos suscritos para el desarrollo y producción de 36 Bloques propuestos, y la participación de 21 países y empresas extranjeras para la explotación, así como la ubicación de algunas de las nuevas facilidades propuestas para la explotación de los crudos de la Faja (Petróleos de Venezuela, S.A., 2010).



¹³ Proyecto Socialista Orinoco (PSO), establecido por el estado venezolano para el desarrollo social, contempla cinco programas estrechamente relacionados: agro productivo socialista, infraestructura de servicios, cien pueblos libres de miseria, el ambiente y el distrito social Amacuro.

Figura 3. Distribución espacial de los 36 Bloques propuestos y la participación de 21 países para el Desarrollo de la Faja del Orinoco. Tomado de la página 57 del Informe PDVSA 2012. Recuperado digitalmente en <http://www.pdvsa.com>

En la Faja se han propuesto varios proyectos, pero los que según el Informe de PDVSA 2012 se adelantan son los ubicados en los Bloques de Junín y Carabobo:

En el área de JUNÍN se programa:

Bloque 1 y el Bloque 8 de BOYACÁ, el desarrollo entre PDVSA y las empresas de China (SINOPEC) y Bielorrusia (BELORUSTNEF), para producir 200 MBD y la construcción de una Refinería en Cabruta en el extremo suroccidental del Área Junín, que producirá crudo de 32 °API, diesel para el mercado interno, y el crudo mejorado se mezclará con el crudo extrapesado proveniente del Campo Boyacá 8 y alimentará la futura Refinería Batalla de Santa Inés (Petróleos de Venezuela, S.A., 2010).

Bloque 2, PDVSA con Vietnam (PETROVIETNAM), operará como PETROMACAREO, para producción en estado natural de 200 MBD.

Bloque 4, PDVSA y la Empresa China CNCP (PETROURICA), para producir 400 MBD de crudo extrapesado, de los cuales 200 MBD alimentará un Mejorador (Rabanito), en el sector sureste del Área Junín (Petróleos de Venezuela, S.A., 2010). Los 200 MBD restantes se mezclarán con crudo extrapesados del Bloque 8 de Boyacá para obtener 380 MBD de crudo 16 °API que se enviarán a China para su refinación.

Bloque 5, PDVSA y la empresa Italiana ENI, conformarán una empresa que se denominará PETROBICENTENARIO que tendrá capacidad mixta de refinación en Jose, para manejar 350 MBD que incluyen 240 MBD del mismo Bloque, así como 110 MBD que PDVSA tiene interés en procesar.

Bloque 6, será manejado por la empresa PETROMIRANDA conformada por PDVSA y un consorcio Ruso formado por las empresas rusas GAZPROM, LUKOIL, TNK BP y ROSTNEF, que manejarán 450 MBD de los cuales 200M MBD serán procesados en el Mejorador de Junín (Rabanito), para obtener un crudo mejorado de 42 °API, y los 250 MBD no mejorados, con los 190 MBD mejorados, se mezclarán para obtener 440 MBD de crudo entre 16 y 22 °API.

Bloque 10, será explotado directamente por PDVSA, S.A., bajo el nombre de PETROCEDEÑO (antes área asignada a SINCRUDOS DE ORIENTE).

En el área de CARABOBO se ha planificado el desarrollo de:

Proyecto Carabobo 1, en los Bloques Carabobo 1 Central y Carabobo 1, que fueron otorgados a las empresas REPSOL de España, PETRONAS de Malasia y la INDIAN OIL de la India, que operará como PETROCARABOBO, para la producción de 200 a 240 MBD

de crudo y participación en la construcción del Mejorador cercano a Soledad (Falconero). Para el Proyecto Carabobo 3 se ha planteado el desarrollo de un proyecto en los Bloques Sur 2 y Norte 3 y Carabobo 5, como PETROINDEPENDENCIA, que producirá entre 200 y 240 MBD de crudo y la construcción de un Mejorador a ser ubicado en las cercanías de Soledad (Petróleos de Venezuela, S.A., 2010).

El Estado venezolano, con el apoyo y coordinación de PDVSA, adelanta el Proyecto Socialista Orinoco (PSO), que además de la actividad petrolera busca conformar sistemas socioproductivos vinculados a ellos, con la finalidad de fortalecer la capacidades de las comunidades, tomando en cuenta las potencialidades del territorio preservando el ambiente, de manera que se conviertan en alternativas a la industria petrolera. Así mismo los núcleos urbanos que se requerirán deben desarrollar sus propias potencialidades.

En la actualidad solo existen dos parques industriales, uno en el Tigre (Parque Industrial El Tigre) y el otro en Ciudad Bolívar (Parque Industrial El Farallón). Se plantea el desarrollo de un Polígono Industrial Socialista en Soledad y varios circuitos de producción en la Faja y área de influencia como son:

1) Circuito Algodonero, para la producción de algodón de fibra larga (50.000 has); 2) Complejo de Industria Textiles, aprovechando el algodón; 3) Polígonos Industriales Socialista (PIS, como el propuesto en Soledad), que dará servicios de mantenimiento y proveerá los bienes requeridos por el Mejorador de Ayacucho (Falconero); 4) Complejo Maderero Libertadores de América en conjunto con CVG PROFORCA; 5) Fábrica de Taladros (China) y Mechas de perforación (Rusia); 6) Planta Procesadora de Yuca; y 7) Producción de caraota, maíz, sorgo.

Así mismo se contemplan las mejoras en la vialidad existente, construcción de un Corredor de Servicios para unir a San Fernando de Apure con Tucupita, vía autopista, ferrocarril, además de disponer del espacio requerido para incluir acueductos, electricidad y otros servicios.

Otras fuentes de producción de los hidrocarburos no convencionales en el país

En Rodríguez, A. (2013), se indica que según la Administración de Información Energética de Estados Unidos, Venezuela es el séptimo país con reservas técnicas a nivel mundial y segunda en reservas de gas de lutitas en América del Sur. La publicación asevera que Venezuela cuenta con 167 billones de pies cúbicos (TCF- por sus siglas en inglés) de gas no convencional (*shale gas*), en la cuenca del lago de Maracaibo, Estado Zulia. Sin embargo en el informe PDVSA (2012), no hace referencia a proyectos para su explotación.

En cuanto a los Hidratos de Metano, se estima que en la plataforma continental venezolana deben existir yacimientos de este tipo que deben ser estudiados. Según Callarotti, R. en una conferencia dictada en la ANIH (2007), señaló que –“*Venezuela es un país productor de petróleo, que tiene gas y hay grandes depósitos de hidratos de metano, por lo tanto es interesante comenzar a generar conocimientos acerca de ellos*”.

Anteriormente en una presentación en CIEMADeS Segunda Conferencia Internacional del Turabo en Puerto Rico (2006) había aseverado que –“*los hidratos de metano, su estudio y su producción para obtener metano (gas), representan un tópico de importancia creciente*” Callarotti, R (2006).

Aspectos Ambientales asociados al desarrollo de hidrocarburos no convencionales.

- Componente ambiental en el período 1980 al 2000

El año 1977 el CENDES-UCV publicó el estudio, considerado pionero, titulado "Prediagnóstico para un Plan de Desarrollo Integral de la Faja Petrolífera del Orinoco", que estableció las bases conceptuales para el desarrollo del área.

En las reuniones previas de planificación y de análisis de factibilidad técnica, económica y ambiental del Proyecto de Desarrollo de la Producción de la Faja Petrolífera del Orinoco, en los inicios de los años '80, se incluyeron grupos de expertos en la materia ambiental de PDVSA y sus Filiales, consultoras privadas y personal calificado del Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales (MARNR para la época), con la finalidad de evaluar los potenciales impactos/efectos negativos de las diferentes actividades en el entorno tanto físico como socio económico y cultural.

Otras reuniones con la participación activa de grupos técnicos/operacionales de PDVSA y sus Filiales, se evaluaron los procesos industriales sugeridos y las alternativas de ubicación de facilidades para las instalaciones de producción, transporte, almacenamiento, mejoramiento, comercialización, y se identificaron actividades y/o acciones del proyecto que podían producir afectaciones al ambiente. Se evaluaron los beneficios técnicos, económicos, sociales y ambientales derivados de establecer las unidades de Producción en la zona sur de los estados Anzoátegui y Monagas, y la ubicación de las instalaciones de Mejoramiento al norte del estado Anzoátegui para facilitar el manejo de los productos elaborados y los subproductos (fundamentalmente sólidos: Azufre y Coque).

Por las implicaciones ambientales de los proyectos planteados PDVSA y sus Filiales en esfuerzo conjunto con el Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables elaboraron el Esquema de Ordenamiento del Territorio de la FPO, que se publicó en 1984, y que junto al Proyecto Orinoco-Apure, conformaron los proyectos bandera del recién creado Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales (MARNR), con los siguientes objetivos: 1) Proponer una organización del espacio para orientar la localización de las actividades; 2) Servir de marco para la elaboración de planes sectoriales y estudios de mayor nivel de detalle; 3) Determinar en la forma más precisa los efectos que la producción petrolera y otras actividades tendrían sobre el ambiente; y 4) Recomendar las medidas y normas que permitieran la mayor protección ambiental y una aproximación hacia un Plan de Ordenamiento del Territorio de la Faja.

El Plan de Ordenamiento de la Zona de Seguridad del Complejo Industrial Petroquímico y Petrolero de Jose, "General José Antonio Anzoátegui" (CIJ), se presentó en 1995 y en él se definieron los espacios para el CIJ, y se establecieron como objetivos:

...“establecer lineamientos, directrices y políticas para la administración del área”

...“definición de actividades permitidas, restringidas y prohibidas de acuerdo...a la valoración del ambiente y régimen de seguridad”.

Para el año 1998, PDVSA y sus empresas Filiales, participaron con CORDIPLAN, MARNR, MRI, MINDEFENSA, MIC, MEM, MTC, MINDUR, SECONASEDE y el MAC en la elaboración del Plan Nacional de Ordenación del Territorio que fue aprobado por el Presidente de la República en Consejo de Ministros según Decreto N° 2.945 aparecido en Gaceta Oficial del 14 de Agosto de 1998, que orienta la localización de la población, de las actividades económicas y la infraestructura física, apoyándose en criterios de crecimiento económico, desarrollo social, seguridad y defensa y conservación del ambiente, y basado en el conocimiento de las potencialidades y restricciones específicas de cada ámbito geográfico y minimizando los impactos negativos sobre el ambiente y maximizando los positivos. En el Plan Nacional de Ordenación del Territorio se incluyeron todas las áreas de interés petrolero establecidas por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), para garantizar el desarrollo de las actividades de PDVSA y sus empresas Filiales.

Las empresas filiales de PDVSA y posteriormente las Asociaciones Estratégicas llevaron adelante Evaluaciones de Impacto Ambiental requeridas según el marco jurídico vigente y así obtener del MARNR los correspondientes permisos de Ocupación del Territorio, Afectación de los Recursos Naturales y de Operación para cada una de los componentes. Las Evaluaciones de Impacto Ambiental (EIA), fueron realizadas bajo la coordinación de Petróleos de Venezuela y sus Empresas Filiales y el aporte de la empresas consultoras ambientales venezolanas.

Los componentes más importantes de los Proyectos estaban conformados por: 1. Producción; 2. Corredores de Servicio y 3. Facilidades de Mejoramiento. En el caso específico del área de producción se revisaron los procesos de Construcción, de Operación y Mantenimiento, identificándose como acciones que generan impactos las siguientes: durante la fase de Construcción los movimientos de tierra (con el consecuente modificación de la topografía y del drenaje natural) y las actividades de remoción de la cobertura natural; construcción de infraestructuras de producción y obras civiles de apoyo; incremento de la actividad y tránsito vehicular con el aumento de los niveles de ruido ambiental, así como la generación del déficit de servicios (vivienda salud y educación) y demanda en la mano de obra. Estos impactos fueron analizados en los dos tipos de medios afectados el físico natural y el socioeconómico y cultural. En cuanto al proceso de operación y mantenimiento, se identificaron como acciones que causan impacto a la generación de efluentes (aguas residuales y de proceso); la generación de desechos sólidos domésticos e industriales y de emisiones que afectan tanto al medio físico-natural como al socioeconómico y cultural.

Para los Corredores de Servicio (oleoductos y distribución eléctrica) se requirió un esfuerzo adicional mediante reuniones de acercamiento y entendimiento con más de 250 propietarios a lo largo de las rutas para lograr los Derechos de Paso que establecía la ley, y debían ser suscritos antes del otorgamiento por parte del MARNR de los permisos de Afectación de Recursos y Construcción del Oleoducto.

Para las facilidades de mejoramiento y comercialización que se ubicaron en el Complejo Industrial Petroquímico y Petrolero "General José Antonio Anzoátegui", en Jose, se realizaron las Evaluaciones de Impacto Ambiental (EIA) para cada una de las plantas de mejoramiento, y una Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) y otra Evaluación Integral de Riesgos (EIR), ambas para el Complejo Industrial Jose, y se implementó un Sistema de Gestión Ambiental (SGA) para el Condominio de Jose.

La instalación industrial más común para mejorar el crudo pesado es el “Coquer” o unidad de Craqueo, que utiliza el proceso termal de craqueo, el cual permite convertir moléculas largas de hidrocarburos en otras más cortas mediante la remoción de carbón (en forma de Coque sólido) y re-arreglando las uniones químicas de la moléculas originales más líquidas y utilizables. El Coque es fundamentalmente carbón con un contenido bajo en hidrógeno y un alto contenido de azufre. Generalmente las plantas de Mejoramiento están conformadas por una Unidad de Destilación, una de Destilación al Vacío, la de Coquización Retardada, la de Recuperación de Gas, la de Hidrotratamiento de Nafta, Hidrocraqueo Moderado, la de Hidrógeno, la de Recuperación de Aminas, la de Despojamiento de Aguas Agria, y la de Recuperación de Azufre.

En la Figura 4, se muestra un croquis con la ubicación de las instalaciones de Mejoramiento construidas entre los años 96 al 2002 en el Complejo Industrial de Jose, en Jose, en la porción central de la costa del estado Anzoátegui.

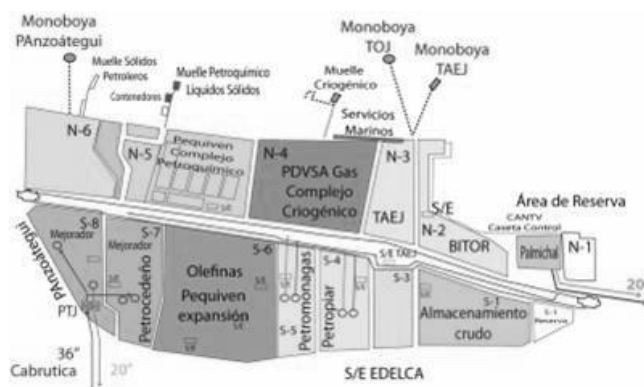


Figura 4. Ubicación de la Plantas de Mejoramiento de PetroAnzoátegui, PetroCedeño, PetroMonagas y PetroPiar, en el Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui en el norte

del Estado Anzoátegui. Tomado de Lairret (2010) presentación del Curso "Evaluación de Impacto Ambiental del Desarrollo", Postgrado Desarrollo y Ambiente USB.

Las Plantas de Mejoramiento de Jose, conforman un sistema integral que funciona como Centro de Recepción y Procesamiento de productos entre el campo de Producción al sur, a más de 200 km de distancia, y las facilidades de Almacenamiento y Embarque en Jose.

Para las diferentes Unidades de Mejoramiento y para el Complejo Industrial de Jose, se realizó la Identificación de Procesos, de Acciones que Generan Impactos y los Medios Afectados, tanto para las fase de Construcción como la de Operación y Mantenimiento.

Durante la fase de construcción destaca el estudio y diseño del canal para la relocalización de la Quebrada de Hoce, y la afectación del área marina durante la construcción de las obras civiles para el almacenamiento y transporte de productos líquidos (petróleo y diluyente), y sólidos (coque y azufre). En la fase de Operación y de Mantenimiento se tomaron las previsiones de diseñar y construir las facilidades de transporte (tolva, desde las diferentes unidades de mejoramiento al patio de almacenamiento temporal compartido), y las facilidades de descarga de sólidos en los buques para comercialización en el exterior, como parte del acuerdo, con la finalidad de minimizar el tiempo y volumen almacenado y reducir la generación de particulado desde las pilas de almacenamiento. Para todas las facilidades en Producción, Transporte, Almacenamiento, Mejoramiento y Comercialización se identificaron los Efluentes Líquidos, los Desechos Sólidos y las Emisiones a la Atmósfera.

El Componente Ambiental en el Desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco

- 2do Período 2000 al 2013

PDVSA y las organizaciones responsables de la Planificación y Gestión del componente Ambiental de sus proyectos, adelantan un conjunto importante de actividades tendentes a cubrir los requerimientos en la materia. Como una continuación a los estudios efectuados en los ´80 y ´90, se han realizado diversas Evaluaciones Ambientales a nivel de Estudios de Línea de Base y Evaluaciones de Impacto Ambiental de Proyectos y facilidades específicas. La lista que se presenta a continuación no es una revisión exhaustiva de los estudios realizados, pero sirve de orientación a los lectores.

Vale le pena destacar:

- "Evaluación Sistémica de las condiciones socio-ambientales en un área de producción del Distrito San Tome, División de Oriente" PDVSA y los Institutos de Zoología Tropical y de Ciencias de la Tierra de la Facultad de Ciencias Universidad Central de Venezuela, en enero de 2007.

- Evaluación Socio-Ambientales en el área Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco a Escala 1:100000, elaborado por el Instituto de Zoología y Ecología Tropical (IZET) de la Facultad de Ciencias de la Universidad Central de Venezuela, en mayo del 2008.
- Evaluación de los sistemas ecológicos de la Faja Petrolífera del Orinoco como base para la Ordenación Territorial, efectuado por el Centro de Estudios Integrales del Ambiente (CENAMB) conjuntamente con el Instituto de Zoología y Ecología Tropical (IZET), instituciones de la Universidad Central de Venezuela y con la participación de la Universidad Nacional Experimental Rómulo Gallegos en el 2008.
- Proyecto Orinoco-Magna Reserva, Convenio Fundación Instituto de Ingeniería y CVP, a escala 1:100000, con ventanas a 1:25000, desarrollado en el período 2006 al 2009.
- Actualización de la Información ambiental correspondiente al desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco, preparado por Ambiente e Higiene Ocupacional de INTEVEP, en diciembre de 2009.
- Estudio para el aprovechamiento de los recursos hídricos en la Faja Petrolífera del Orinoco, realizado por el Laboratorio Nacional de Hidráulica, en marzo de 2010.
- Realización de un Taller de Expertos para la definición de los modelos de sensibilidad ambiental de la Faja Petrolífera del Orinoco, actividad coordinada por el Centro de Procesamiento Digital de Imágenes (CPDI) de la Fundación Instituto de Ingeniería (FII), los días 15 y 16 de marzo de 2011.

También se han realizado Evaluaciones de Impacto Ambiental y Socioeconómico (EIASC), dirigidos a determinar impactos de actividades específicas, tales como:

- Estudio de Impacto Ambiental y Socio Cultural Proyecto Magna Reserva, construcción y perforación de 8 pozos estratigráficos E-12, E-14, E-15, E-16, E-17, E-18, E-19, E-20, en los Bloques 3 y 4, área Carabobo, Estados Anzoátegui y Monagas, elaborado conjuntamente por la Fundación Instituto de Ingeniería y Ecodesarrollo 2000, en agosto de 2006.
- Estudio de Impacto Ambiental y Socio cultural (EIAS), de los Bloques 1 y 2 del área Ayacucho, Proyecto Magna Reserva, elaborado por Hidroambiente con el CPDI-FII para PDVSA CVP en noviembre de 2007.
- Estudio de Impacto Ambiental y Sociocultural (EIAS) del área Junín Bloques 5 y 6 del Proyecto Magna Reserva, elaborado por Hidroambiente para PDVSA - CVP, diciembre de 2007.
- Estudio de Impacto Ambiental Sociocultural, Pozos Estratigráficos y prueba de pozo Área Ayacucho Bloque 5, Faja Petrolífera del Orinoco, elaborado por la Fundación Instituto de Ingeniería (FII) y Ambioconsult, para PDVSA-CVP, en abril 2008.

- Estudio de Impacto Ambiental y Socio Cultural de los Pozos estratigráficos, área Junín. Bloque 8 y 9, Faja Petrolífera del Orinoco, elaborado conjuntamente por la Fundación Instituto de Ingeniería y Ecodesarrollo 2000, en septiembre de 2008.

- Estudio de Impacto Ambiental y Sociocultural, en el Proyecto Magna Reserva del Bloque Junín 10, elaborado por Hidroambiente para PDVSA-CVP, noviembre de 2008.

Sugerencias y Propuestas

A nivel global el desarrollo de yacimientos de hidrocarburos "no convencionales", como los crudos pesados y extrapesados, el gas y petróleo asociados a lutitas y los hidratos de metano, plantean retos en lo tecnológico, económico y ambiental.

En lo tecnológico la explotación de los crudos pesados y extrapesados generan impactos ya analizados a nivel de las áreas de producción, transporte, pero sobre todo por los requerimientos de infraestructuras de mejoramiento (para reducir la viscosidad e incrementar la calidad de los crudos pesados y extrapesados y remover el coque el azufre y los metales pesados), que exigen esfuerzos para mejorar las técnicas de producción y de mejoramiento; la producción de yacimientos "no convencionales", requieren grandes superficies y agua (para la aplicación de la técnica de perforación horizontal y "Fractura Hidráulica" en el caso del petróleo y gas asociado a lutitas), que han causado las continuas peticiones de revisión de las técnicas utilizadas para la explotación de estos yacimientos, por el público en general y organizaciones especializadas en la materia petrolera y ambiental.

Los proyectos implican niveles de inversión importantes, que pueden no estar al alcance de los países que disponen de importantes volúmenes de reservas de estos hidrocarburos (gas y petróleo asociados a lutitas) y desean explotarlas para reducir su dependencia de la importación de hidrocarburos, que tienen efectos negativos para sus respectivos presupuestos nacionales.

En lo ambiental las implicaciones son aún mayores, los grandes necesidades de espacio, antes solo limitado a los países productores/exportadores de petróleo tradicionales, se ha incrementado al plantear la posibilidad de explorar y explotar yacimientos de hidrocarburos "convencionales" (como en el caso de las áreas protegidas en Ecuador, en Alaska y en los territorios del Ártico), y los "no convencionales" (gas y petróleo de lutitas e hidratos de metano), en áreas que hasta la fecha no eran mencionadas como potenciales.

Las ideas expuestas cobran fuerzas ante la inmensa responsabilidad que se le ha asignado en el caso de Venezuela al Ministerio del Poder Popular para el Ambiente y a Petróleos de Venezuela, ante el Desarrollo Integral de la Faja Petrolífera del Orinoco, considerada como uno de los yacimientos, si no, el más importante de hidrocarburos "no convencionales" del mundo.

Si se quieren lograr los objetivos ambiciosos, tanto para los proyectos petroleros como aquellos de carácter socioproductivos y sociales, el estado venezolano, en el marco del desarrollo sustentable como establece la Constitución debe:

Gestión a nivel nacional, regional, local y sectorial:

- Diseñar y operacionalizar los instrumentos de la Política de Estado para Garantizar el Desarrollo Sostenible y la Gestión Ambiental en el país,
- Actualizar y posteriormente aplicar, ajustado al marco jurídico ambiental unas nuevas normas sobre Evaluación Ambiental de Actividades susceptibles de degradar el ambiente,
- Revisar y actualizar el Plan Nacional de Ordenación del Territorio y los Planes Regionales, Estadales y Sectoriales, sobre todo para las áreas de influencia directa e indirecta del Desarrollo Integral de la Faja Petrolífera del Orinoco,
- Aumentar la capacidad de respuesta de las instituciones responsables de controlar la materia ambiental a nivel nacional, regional y local, tomando en cuenta el aumento de superficie del área a ser afectada directa e indirectamente, superior a la de los años '80 y '90 en los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Bolívar y Delta Amacuro.

A nivel operacional de PDVSA y organizaciones adscritas:

- Incrementar la capacidad operativa, dotando a las unidades de la industria de los recursos humanos, materiales y financieros necesarios, fomentando la formación técnica y ética del personal en materia ambiental,
- Promover la reducción de la intensidad de las emisiones a nivel de las instalaciones petroleras, y en especial de gases de efecto invernadero de los principales sectores industriales, e impulsar el uso de energía renovables,
- Establecer controles ambientales en todas las áreas operativas y de influencia de la industria, especialmente en la Faja del Orinoco, diseñar e implementar programas de recuperación de pasivos ambientales y particularmente reforzar el Plan Nacional de Contingencia contra Derrames de Hidrocarburos, tomando en consideración la fragilidad de los ecosistemas característicos de ese espacio geográfico de Venezuela en particular los humedales y en específico los Morichales.
- Desarrollar prácticas de mejoramiento continuo de los métodos de explotación, producción y mejoramiento de modo de minimizar sus consecuencias ambientales,

Al nivel de Investigación y desarrollo:

- Convocar a los grupos académicos, centros de investigación y empresas consultoras nacionales que han acumulado años de experiencia, y que en el pasado dieron apoyo al estado (MINAMB y PDVSA) en la materia ambiental, para abordar los estudios necesarios para garantizar el desarrollo sostenible de la industria,

- Promover la investigación y el desarrollo en el área de hidrocarburos "no convencionales" para conocer las reservas,
- Desarrollar programas de investigación y desarrollo, tomando en cuenta las características de los crudos no convencionales, para remover del coque los metales pesados de hidrocarburos como los de la Faja, y continuar con la investigación, iniciada en la Universidad Simón Bolívar, para la remoción de metales pesados (como el vanadio) por su alto valor comercial,
- Evaluar procedimientos para evaluar la utilización de subproductos como el coque y el azufre
- Efectuar los estudios abordándolos con una visión ambiental de carácter Estratégico o Integral, tomando en consideración la experiencia acumulada a nivel internacional y las experiencias a nivel nacional, que sugieren la conveniencia de esta "visión" para enfrentar un desarrollo como el planteado por el Estado venezolano para la Faja, tomando en cuenta las dimensiones espacio-temporales del Proyecto Integral de Desarrollo que incluye tanto el Proyecto Petrolero, el Proyecto Socialista Orinoco, como todos los proyectos de infraestructura asociados.

Líneas de investigación sugeridas

Por los temas tratados y siguiendo la línea de anteriores trabajos de la Academia se plantean un conjunto de líneas de investigación que sirvan de orientación, al Estado venezolano, a las universidades, centros de investigación, y a las organizaciones no gubernamentales en el proceso de adaptación de sus programas de investigación en relación a este importante enclave del desarrollo nacional, con el objetivo de alcanzar el desarrollo sostenible y estas serían:

- Diseñar y aplicar una Metodología para evaluación de impactos globales o planetarios vinculados al desarrollo de la Faja y la comercialización de sus productos,
- Realizar un inventario del conocimiento ambiental de la Faja, tomando en cuenta los diferentes escenarios técnico-económicos y ambientales del desarrollo en el pasado, presentes y futuros de la Faja,
- Recopilar, analizar e integrar los estudios de impacto ambiental realizados en la Faja desde finales de los años '70,
- Desarrollar un sistema de monitoreo de las variables ambientales siguiendo los criterios del Método Fuerzas Motrices-Presión-Estado-Impacto-Respuesta (FPIER),
- Promover programas de investigación orientados a determinar:
 - Demandas de agua y fuentes posibles para garantizar el desarrollo de la Faja,

- Capacidad de captura de carbono de los diferentes tipos de sumideros y su potencial desarrollo en la Faja,
- La posible ocurrencia del fenómeno de subsidencia y sus potenciales efectos en la dinámica de las aguas y particularmente en los Morichales,
- Los potenciales efectos en los procesos de adaptación social de las comunidades residentes, y las movilizadas de otras zonas del país y del extranjero y
- Definir programas de adecuación de desarrollos urbanos y viviendas adaptadas a las condiciones de la Faja.

Conclusiones

Venezuela es, y será por mucho tiempo, un país con grandes potencialidades en el campo energético dadas sus reservas de hidrocarburos convencionales y las inmensas reservas de los no convencionales, como el caso de la FPO y de las importantes fuentes de energías alternas. Como se ha indicado el desarrollo de las fuentes no convencionales plantean inmensos retos en lo técnico, económico y ambiental.

A nivel de los países desarrollados (como el caso del G8) y organizaciones en pro de la defensa del ambiente, se nota un fuerte cambio en la dirección del esquema energético mundial, a pesar de ciertas posiciones encontradas de parte de algunos líderes que para lograr un cierto grado de "no dependencia" de fuentes externas, y lograr una supuesta independencia energética, promueven el desarrollo de la explotación de fuentes "no convencionales" a espaldas de las opiniones de organismos internacionales conocedores del tema ambiental, de los centros de investigación y de la comunidad organizada. Esta situación está acompañada por una fuerte presión a nivel internacional por la utilización de energías alternas como la solar, eólica, geotérmica, biomasa, mareomotriz y nuclear, inclusive a pesar de las desafortunadas experiencias en el área.

Las experiencias acumuladas en otros países, particularmente las derivadas del gas asociado a lutitas y la posibilidad de explotación de las fuentes de gas asociadas a los hidratos de metano, plantea al mundo un gran reto en materia ambiental. De este análisis surge importantes interrogantes:

¿están los gobernantes y tomadores de decisiones en materia energética a nivel mundial, conscientes de los riesgos ambientales que corre el planeta, tanto en escala espacial (por la extensión de los yacimientos de shale gas y de hidratos de metano) como por los efectos acumulativos en lo temporal?

¿es una propuesta lógica recomendar la explotación de fuentes "no convencionales", apoyándonos en el manejo irresponsable que hasta el momento hemos hecho de las llamadas convencionales y en transición?

Garantizar y mantener el modelo de desarrollo actual, conlleva el aumento de la demanda por combustibles fósiles, pero ésta se debe apoyar en la búsqueda de mas fuentes de combustibles fósiles (de hidrocarburos convencionales o no), con los impactos ambientales identificados.

Sin embargo en la búsqueda de cierta independencia energética, países que no estaban catalogados como productores pero si como consumidores, como es el caso de los países Europeos, ven en la explotación del gas de lutitas una salida a la fuerte carga para los presupuestos nacionales.

Por las razones expuestas se sugirieron estrategias en tres niveles:

- La importancia de incrementar la capacidad de gestión y de respuesta en materia ambiental a nivel nacional, regional, local y sectorial, cuando el Estado se propone apoyar un proyecto de desarrollo de las dimensiones del sugerido para la Faja Petrolífera del Orinoco;

- PDVSA y sus organizaciones adscritas, así como los países/empresas involucrados en el Desarrollo Integral de la Faja como la fuente de hidrocarburos "no convencionales" más importante del país, deben velar por profundizar las acciones que garanticen una inserción armónica de la actividad industrial petrolera y las actividades conexas, en un área con fuertes desequilibrios en lo socioeconómicos,

- Adicionalmente se sugieren un conjunto de líneas de investigación que sirvan de orientación a las universidades, centros de investigación y a las organizaciones no gubernamentales para apoyar al Estado venezolano y a Petróleos de Venezuela, en el proceso de adaptación de sus programas de investigación y desarrollo, respectivamente, en relación a éste importante enclave del desarrollo nacional, a objeto de alcanzar el desarrollo sostenible, dentro de una visión integral y estratégica, dándole cumplimiento a lo planteado en el Artículo 1 de la Ley Orgánica del Ambiente promulgada en diciembre de 2006, y el Artículo 128 de la Constitución de la República de Venezuela de 1999.

V. Hidrocarburos en yacimientos no convencionales en Venezuela

Liliana López

Introducción

Los yacimientos convencionales de hidrocarburos, son los que producen petróleo (crudo y gas) sin la aplicación de tratamientos de estimulación. Se caracterizan por presentar volúmenes de hidrocarburos de poca extensión, con permeabilidades altas a medias, lo que permite la producción a tasas económicas de flujo sin requerir de métodos de recuperación secundaria, por lo menos mientras se mantenga la presión natural del pozo (Holditch, 2003; Naik, 2013).

Los yacimientos no convencionales de hidrocarburos (crudo y gas), son los que están en condiciones que no permiten el movimiento del fluido, debido a la baja permeabilidad de las rocas donde se encuentran, o a la alta viscosidad de los fluidos. Esto pueden ser descritos como acumulaciones de hidrocarburos que son difíciles de caracterizar y producir utilizando las tecnologías convencionales para exploración y producción de hidrocarburos (Holditch, 2003; Ilk *et al.*, 2011; Naik, 2013). Los yacimientos no convencionales incluyen 1. Gas metano en estratos de carbón (*coal seam methane gas: CSMG*), el cual es el metano generado y atrapado en estratos de carbón, 2. Yacimientos de gases (*tigh gas*), para los hidrocarburos en estado gaseoso que se encuentran en rocas con una permeabilidad mínima ($< 0,1 \text{ mD}^{14}$), 3. Lutitas gasíferas (*shale gas*), para el gas en lutitas de baja permeabilidad, 4. Lutitas bituminosas (*oil shale*), las cuales contienen bitumen de alta viscosidad, 5. Arenas bituminosas (*tar sands*), que contienen bitumen de alta viscosidad, pueden ser arenas impregnadas con crudo, con poca capacidad para fluir, 6. Crudos pesados (*heavy oils*) de alta viscosidad y densidad 7. Hidratos de metano (*methane hydrates*) para el metano atrapado en la estructura cristalina del agua (Kennicutt *et al.*, 1993, Law y Curtis, 2002; Bjørlykke, 2010; Dandekar, 2013), 8. Gas biogénico en yacimientos someros (Shurr y Ridgley, 2002)

Al contrario, los yacimientos convencionales, los no convencionales son de mayor volumen, pero de difícil obtención de los hidrocarburos. La producción en los yacimientos no convencionales requiere de métodos especiales, para que la cantidad de hidrocarburos recuperados sea económicamente rentable. Para ello se aplican métodos de recuperación mejorada que incrementan el flujo de los hidrocarburo, por disminución de su viscosidad (para crudos pesados y extra pesados), métodos de fracturamiento en la roca (para gases), o procesos de pirólisis e hidrogenación para la formación de hidrocarburos (a partir de la materia orgánica contenida en lutitas) (Holditch *et al.*, 2007). Basado en la cantidad y costo de hidrocarburos producidos en yacimientos convencionales y no convencionales, Master (1979) introdujo el concepto de triangulo de recursos, la figura 1 presenta este triangulo y su relación con el tipo de yacimiento.

En Venezuela las acumulaciones de hidrocarburos que podrían considerarse contenidas en yacimientos no convencionales pueden relacionarse a arenas bituminosas,

¹⁴ mD = mili Darcy, la unidad de permeabilidad utilizada en yacimientos de petróleo y agua, que expresa la capacidad de un fluido para fluir a través de un medio poroso.

crudos pesados a extra pesados, metano en estratos carbón y lutitas gasíferas. La alta demanda de hidrocarburos a nivel mundial y el alto contenidos de yacimientos con crudos pesados y extra pesados en Venezuela, hace necesario mantener y aplicar nuevas metodologías para su explotación. Adicionalmente el interés en el uso del gas como fuente alterna de energía, requiere conocer donde pueden ubicarse formaciones geológicas con estratos de carbón que contengan metano o lutitas gasíferas, que puedan haber generado gases y estos se encuentren entrampados en las lutitas o en yacimiento cercanos a estas (gas no asociado).

Con el incremento en la demanda de hidrocarburos como fuente de energía a nivel mundial, la producción de hidrocarburos pesados y gas en yacimientos no convencionales en de gran importancia. Venezuela como país productor de crudos, debe considerar el estudio de los hidrocarburos contenidos en otros yacimientos no convencionales, como una fuente de energía alterna y para el beneficio económico de nuestro país.

En esta sección se presentan algunos aspectos sobre los yacimientos no convencionales, incluyendo sus características, algunos antecedentes del estudio de yacimientos de hidrocarburos no convencionales en Venezuela y las perspectivas futuras.

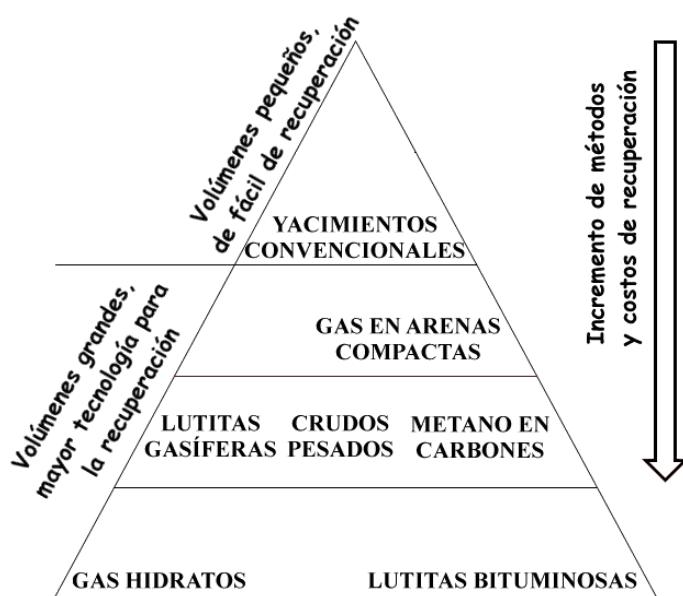


Figura 1. El triángulo de recursos para yacimientos de hidrocarburos (adaptado de Holditch *et al.*, 2007).

Tipos de yacimientos no convencionales

Gas metano en estratos de carbón (coal seam methane gas: CSMG): Los carbones y el querógeno¹⁵ con alto contenido de materia orgánica terrestre (querógeno tipo III), son la

¹⁵ Es la materia orgánica en rocas sedimentarias que puede generar crudos y gas natural Es el resultado de la preservación y acumulación de materia orgánica en sedimentos (Vandenbroucke y Largeau, 2007).

principal fuente de metano. Aunque el metano (gas seco) es el principal hidrocarburo generado de la maduración de los carbones húmicos, también se pueden generar otros gases como etano, propano y butanos (gas húmedo). La cantidad de hidrocarburos líquidos y gaseosos generados del carbón depende de la relación H/C del material original. Muchos de los hidrocarburos líquidos que se generan a partir del carbón, son adsorbidos en los poros y al quedar atrapados son convertidos en gas con el avance de la maduración de la materia orgánica (Hunt, 1996). Este gas puede ser retenido en los carbones debido a la estructura de micro poros que proporciona un área superficial muy grande que permite la retención del gas (Bjørlykke, 2010). Otra fuente de gas es a la materia orgánica diseminada en las lutitas, correspondiente al querógeno tipo III, el cual es originado de materia orgánica terrestre y su potencial de generación está asociado a la formación de gas (Hunt, 1996). En Venezuela, la Formación Naricual del Terciario (Cuenca Oriental de Venezuela) se caracterizan por la presencia de querógeno tipo III, y por lo tanto con un potencial para la generación de gas (Rodríguez *et al.*, 2009; Quintero *et al.*, 2012). Otras posibles fuentes de gas son las rocas que han alcanzado una etapa de madurez avanzada, y que independiente del tipo de materia orgánica precursora, como ya ha ocurrido la generación de hidrocarburos líquidos, su potencial remanente solo permite la generación de gas (López, 1997; Liang *et al.*, 2003).

Yacimientos de gases (tigh gas): Son los yacimientos de gas contenidos en rocas sedimentarias (areniscas o calizas), cuya permeabilidad es menor a 0,1 mD. Por lo tanto, para la producción se requiere de tecnologías como el fracturamiento hidráulico (Naik, 2013).

Lutitas gasíferas (shale gas): Son las lutitas ricas en materia orgánica que fueron soterradas a profundidades que permitieron la generación de hidrocarburos, alcanzando temperaturas para la generación de gas (Bjørlykke, 2010). Adicionalmente, las lutitas pueden contener gas en dos formas como gas libre o adsorbido. Las moléculas de gas adsorbido se adhieren a la superficie de los compuestos orgánicos y se requiere una reducción de la presión para iniciar la desorción. Como consecuencia, el gas desorbido puede moverse lentamente a través de la matriz de las lutitas por difusión hasta llegar a las fracturas (Forgotson, 2006).

Lutitas bituminosas (shale oil): Son rocas fuente de petróleo del tipo lutitas (*shale*) o calizas (*mudstone*) de grano muy fino, con alto contenido de carbono orgánico (COT). Con este término se describe a las rocas sedimentarias de grano muy fino que contiene volúmenes relativamente grandes de querógeno inmaduro, es decir, que no alcanzó condiciones de temperatura para la generación de hidrocarburos (Bjørlykke, 2010; Allix *et al.*, 2011).

Arenas bituminosas (tar sands - oil sand - bituminous sand): Son yacimientos de areniscas a poca profundidad (< 2 Km) y a bajas temperaturas (< 80 °C), donde los crudos pueden estar biodegradados. Son crudos de alta viscosidad, ricos en resinas y asfaltenos, con alto contenido de compuestos aromáticos y nafténicos (Bjørlykke, 2010). Por lo tanto, este tipo de yacimiento puede contener crudos pesados y extra pesados.

Crudos pesados y extra pesados (heavy oils): Las principales acumulaciones de crudos pesados y extra pesados en Venezuela se encuentran en la Faja Petrolífera del Orinoco (Fiorillo *et al.*, 1983). Estos crudos están en yacimientos someros y son el producto de

procesos de biodegradación, que trae como consecuencia la disminución de las fracciones de menor masa molecular (hidrocarburos saturados y aromáticos) respecto a las de mayor masa molecular (resinas y asfaltenos) en los crudos (Audemard *et al.*, 1987; Alberdi *et al.*, 1996; López y Lo Mónaco, 2010). Son crudos de alta viscosidad (2000 a 8000 cP)¹⁶ y baja gravedad API (4-16 API) y como consecuencia el crudo debe ser calentado para reducir la viscosidad y así permitir el movimiento a los pozos productores.

Hidratos de metano (*methane hydrates*): Son sólidos cristalinos con gas (principalmente metano), rodeados de agua. Son estructuras estables a altas presiones y bajas temperaturas. El CH₄ en hidratos puede ser de origen biogénico¹⁷ o termogénico¹⁸ (Kennicut *et al.*, 1993; Bjørlykke, 2010)

Gas biogénico en yacimientos someros: Es el metano producido por bacterias, puede ser un recurso renovable, aunque su tasa de acumulación es lenta en comparación a su consumo (Bjørlykke, 2010).

Situación actual/proyectos en desarrollo

Fiorillo (1987) estimó la cantidad de hidrocarburos en la Faja del Orinoco en 1180 billones barriles de crudo (BBO), los valores revisados por PDVSA en el año 2006, estiman un valor superior a 1300 BBO (González *et al.*, 2006), mientras que Schenk *et al.* (2009), lo estiman con un valor máximo de 1300 BBO. Por otra parte, Schenk *et al.* (2009), presentan los valores estimados por otros autores para el factor de recobro de crudos de la Faja utilizando pozos horizontales, con un mínimo de 15% mediante producción en frío, un 45% con métodos térmicos de recuperación y un 70% utilizando estimulación con vapor junto con otros métodos de recuperación.

De acuerdo a Stark *et al.* (2007), la producción de crudos de la Faja en el año 2000 creció a aproximadamente 80 millones de barriles y se incrementó a cerca de 240 millones en el 2005. Durante el año 2005, PDVSA anunció planes para acelerar a una producción anual de 200.000 barriles por día a partir de 2008 y el objetivo de llegar a 1,9 millones de barriles por día en el 2012. Esto se lograría a través de pozos horizontales multilaterales, y las tecnologías de mejoramiento in situ se llevarían a cabo para lograr los aumentos de producción previstos.

En relación a la producción de gas metano de carbones, es poco lo que se refiere a este tema en Venezuela. Canónico *et al.* (2004), estudiaron carbones de las formaciones Marcelina (Paleoceno), Carbonera (Eoceno-Oligoceno), Cerro Pelado (Mioceno) y el Grupo Orocué (Paleoceno), pero estos resultados se enfocaron al estudio para su potencial como rocas generadoras de crudo, sin considerar el potencial para la generación de gas. Canónico y Tocco (2003) también presentan resultados sobre la capacidad de generación de gas de carbones y lutitas carbonáceas, basado en la composición de los gases obtenidos por experimentos de pirólisis, por ejemplo los carbones de la Formación Cerro Pelado, generan grandes cantidades de CO₂, debido a su composición húmica y su baja madurez, mientras

¹⁶ cP: Centipoise, medida de viscosidad.

¹⁷ CH₄ biogénico: originado por bacterias.

¹⁸ CH₄ termogénico: originado por maduración de la materia orgánica (temperatura).

que los de Formación Carbonera producen cantidades relativamente altas de gases en el intervalo C₁ - C₅.

Una nota reciente de Rodríguez (2013), indica que Venezuela es la segunda nación de América del Sur con las mayores reservas de crudos en yacimientos no convencionales, de acuerdo a lo publicado por la Administración de Información de Energía de Estados Unidos (EIA). De acuerdo a los cálculos de la EIA, en la cuenca del lago de Maracaibo, Venezuela cuenta con 13400 millones de barriles de crudos en lutitas bituminosas y aproximadamente 167 billones de pies cúbicos de gas en lutitas gasíferas, sin cálculos de las posibles reservas de crudo y gas que puedan encontrarse en la cuenca Oriental de Venezuela, lo que puede incrementar el número de reservas de crudo y gas en lutitas en Venezuela. Rodríguez (2013), también menciona que Venezuela no ha planificado proyectos relacionados a la exploración y producción de yacimientos no convencionales en su informe de gestión PDVSA, 2012 o en el Plan Siembra Petrolera 2013-2019.

Sin embargo, algunas notas que pueden encontrarse en internet, señalan que Venezuela a través de PDVSA, apoyará a Argentina en el desarrollo de yacimientos de lutitas bituminosas (Vaca Muerta), pero no se encuentra información sobre el desarrollo de yacimientos no convencionales en Venezuela, a excepción de los relacionados a crudos pesados y extra pesados.

Por otra parte, a pesar de las grandes reservas de gas en Venezuela, una gran cantidad se utiliza para la re-inyección en pozos y recuperación de crudo. Debido a la disminución de la producción en muchos yacimientos, el uso de gas natural para la recuperación mejorada ha aumentado en más de un 50 por ciento desde 2005. Para satisfacer la creciente demanda industrial, Venezuela importa gas desde Colombia y Estados Unidos (EIA, 2013).

En la actualidad, Venezuela está trabajando para aumentar la producción de gas no asociado, en gran parte por el desarrollo de sus reservas costa afuera. Se han adjudicado bloques de exploración a compañías petroleras internacionales (Total, Statoil y Chevron), en la Plataforma Deltana, Mariscal Sucre, y las áreas Blanquilla-Tortuga fuera de la costa noreste de Venezuela. También ha adjudicado bloques exploratorios a Gazprom y Chevron para desarrollar el potencial de 26 billones de pies cúbicos de gas bloques en el Golfo de Venezuela, en la parte noroccidental del país (EIA, 2013).

La exploración costa afuera, ha producido hallazgos exitosos, incluyendo Repsol-YPF y el descubrimiento de 6-8 billones de pies cúbicos de gas natural recuperable en el bloque Cardón IV en el Golfo de Venezuela por ENI. Adicionalmente, PDVSA había encontrado un campo con un potencial de 7,7 billones de pies cúbicos en reservas de gas Tía Juana Lago, en la zona Sur (EIA, 2013).

Sugerencias y Propuestas

El estudio de las arenas bituminosas, es un tipo de yacimientos no convencionales de gran importancia mundial, cuyo estudio se ha desarrollado durante muchos años, un ejemplo de esto, son las arenas bituminosas de Alberta Canadá, desarrolladas por décadas y

cuyos resultados, en la década de los setenta puede revisarse en Strausz y Lown (1978). La principal fuente de este tipo de yacimientos es la Faja Petrolífera del Orinoco, cuyo desarrollo está dividido en pequeños bloques que representan un gran número de compañías petroleras a través de las empresas mixtas y es por lo tanto el más estudiado y desarrollado.

Otros tipos de hidrocarburos en yacimientos no convencionales incluyen metano en estratos de carbón y lutitas gasíferas, los cuales deben ser desarrollados en Venezuela. Aunque actualmente existe un interés en desarrollar los yacimientos de gas, es necesario incrementar la exploración y conocer las estrategias de producción. Para el desarrollo de gas costa en Venezuela se requiere de empresas mixtas, cuyos socios tengan la experiencia en el desarrollo de estos yacimientos y la producción de gas no asociado EIA (2013)

Por otra parte, existen en Venezuela las lutitas bituminosas? Su estudio requiere de tecnologías que permitan a través de un proceso industrial no convencional, la producción de crudo. Este proceso convierte el querógeno presente en las lutitas bituminosas en petróleo a través de pirolisis, hidrogenación, o disolución térmica. El crudo de las lutitas es utilizado como combustible y debe cumplir las especificaciones de materias primas de refinería mediante la adición de hidrógeno y la eliminación del azufre y las impurezas de nitrógeno (Forgotson, 2006).

Hay que considerar que si Venezuela cuenta con otros tipos de yacimientos no convencionales, se requieren de las tecnologías para su producción, las cuales son de alto valor económico. A pesar de ello, el desarrollo a nivel mundial de estos tipos de yacimientos, llama la atención de los países como el nuestro, donde la principal producción está en los crudos, con énfasis al desarrollo y producción de los crudos pesados de la Faja Petrolífera del Orinoco. Por lo tanto, si está el futuro energético en la producción de gas se requiere que nuestro país apunte hacia ese camino ya que nuestras reservas son altas, pero es necesario su desarrollo y producción como una fuente económica alterna.

VI. Gas Natural una Alternativa Energética en Crecimiento: Opciones de Valorización

Mireya R. Goldwasser y Daysi Rojas

Introducción

El gas natural (GN) es una de las fuentes más importantes de energía no renovables y, aunque su composición varía de acuerdo a su procedencia, el metano es su componente mayoritario (70-95%). Es considerado como uno de los combustibles fósiles más limpios ya que su uso produce menos CO₂, SO₂ y NO_x que otros combustibles fósiles y adicionalmente, tiene el más bajo contenido C/H limitando así, los efectos negativos sobre el medio ambiente. El GN es ampliamente utilizado como combustible para la generación de potencia, debido a sus bajos costos y a la alta eficiencia en sistemas de generación como el ciclo combinado, así como, para la producción de hidrógeno, usado en las celdas de combustible para la producción de energía eléctrica.

Como consecuencia del incremento en la I&D de fuentes adicionales de GN denominadas “*no convencionales*”, tales como el gas de baja permeabilidad (tight gas), gas de lutitas o gas pizarra (shale gas), el metano de lechos de carbón (coal bed methane), y los hidratos de metano, presentes fundamentalmente en el sedimento del fondo de los océanos, y en el subsuelo congelado permanentemente, como el caso de las regiones polares, el GN constituye una reserva energética muy superior a la actual, siendo necesario que, además de su desarrollo para la producción de electricidad, se valore/monetice, mediante su transformación en productos líquidos de fácil transporte. Además, debido a sus grandes reservas, bajo costo (técnico y financiero), compatibilidad medioambiental y alto contenido de metano, el GN es la materia prima más eficiente para la producción alternativa de energía y para la obtención, directa o indirecta, de productos finales de alto valor agregado. El GN ofrece una opción asequible, disponible y ambientalmente aceptable para satisfacer las demandas energéticas actuales, ayudando además a satisfacer la creciente demanda mundial por una energía más limpia en el futuro, por lo que se prevé que sustituya al petróleo a largo plazo.

La tecnología de valorización de GN más importante consiste en convertir el, metano, en monóxido de carbono e hidrógeno (gas de síntesis), seguida de una reacción catalítica para la formación de: (i) hidrocarburos de alto peso molecular, los cuales posteriormente se separan y mejoran hacia productos tales como gasolina, diesel o ceras; (ii) metanol el cual adicionalmente se puede convertir en gasolina; (iii) hidrógeno que puede usarse para la producción de amoníaco, y (iv) olefinas como etileno para uso industrial.

Además, dada su importancia en el transporte y en los sectores industriales, los combustibles fósiles han sido y continúan siendo los de mayor uso en la matriz energética mundial. De acuerdo a la Agencia de Información de Energía de EE.UU (EIA, 2013) el consumo de energía a nivel mundial crecerá un 56% entre el 2010 y 2040. Sin embargo, el petróleo registrará una contracción de 5% en la matriz energética del 2035 respecto al 2009, mientras que el GN alcanzará una participación del 23% sobre una demanda energética total anual estimada en 16.961 millones de toneladas equivalentes de petróleo, de acuerdo a la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2011).

El GN es el combustible fósil de mayor expansión (figura 1), las reservas mundiales superan actualmente los 6.000 trillones de pies cúbicos (TPC), de los cuales los países de la ex Unión Soviética poseen el 37%, y el Medio Oriente 35% del total, con una cantidad similar estimada para el gas de lutitas (BP/IEA, 2012).

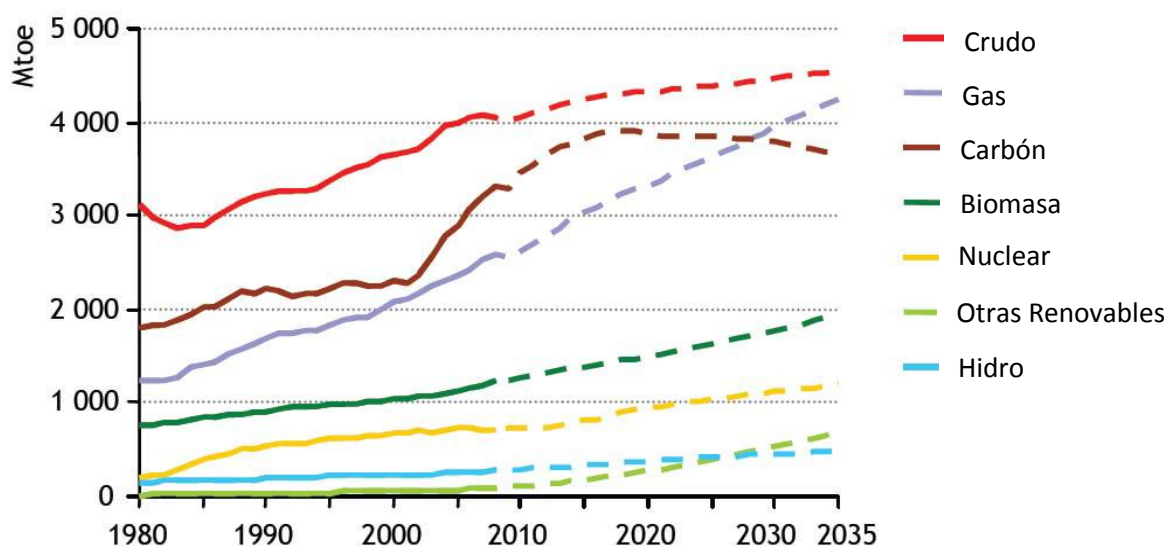


Figura 1. Demanda Mundial de Energía Primaria _ IEAWEO 2011 (Adaptado de eni.com, 2012)

El GN es el combustible cada vez más preferido para la generación de electricidad, la empresa consultora Black & Veatch (bv.com, 2012) pronostica que para el año 2034 casi la mitad de toda la electricidad de EE.UU. provendrá de la quema de GN. Así mismo, ENI estima que la demanda global de GN aumentará de 3,1 a 5,1 tcm en 2035, con una tasa media de aumento de 2% por año (ENI, 2012) y con una marcada tendencia a la sustitución de combustibles fósiles como el petróleo y el carbón, por otras fuentes de energía más limpias como el GN. La generación de energía eléctrica a partir de GN a nivel mundial ha tenido un fuerte crecimiento, aumentando en un 9% entre 2009 y 2010, a 4.768 TWh (IEA, 2012) y más del 5% entre 2010 y 2012 y se estima que el consumo prácticamente se duplique de 4,6 billones de pies cúbicos (BPC) en 2007 a 8,6 en 2035, según informe de la Agencia de Información de Energía de EE.UU (EIA, 2010). La producción de gas con un

alto índice de líquido y el gran número de pozos excavados en los últimos años, contribuyen de manera importante a la situación actual de la oferta (BP, 2013, EIA, 2013). Los nuevos avances en la extracción de gas de lutitas han permitido un aumento en la producción de GN provenientes de esta fuente, generando un exceso en el suministro de GN, lo que se traduce en una baja en los precios en Norteamérica, (Hatch Ltd de Calgary, Alberta, Canadá., Salehi, E. et al., 2013). Además, la tecnología que utiliza el GN como energía primaria presenta una alta eficiencia debido a la utilización de la generación de energía distribuida y recuperación de calor; por lo tanto, es una tecnología de conservación de energía prometedora, que puede reducir las emisiones contaminantes y en consecuencia, proteger el medio ambiente.

Sin embargo, el cambio climático que está ocurriendo a nivel mundial en los últimos años, demanda una evolución en la tecnología de obtención de energía más amigable con el ambiente a partir de combustibles fósiles, ya que estos seguirán siendo la fuente dominante de energía proyectada hasta el año 2030 (Rostrup-Nielsen, J., 2003, Olah, G. A., 2004). Esta situación obliga al desarrollo de nuevas tecnologías y procesos para la síntesis de combustibles ultra-limpios. Dentro de este contexto, el GN se considera como uno de los combustibles fósiles más limpios y amigables con el medio ambiente, las plantas de energía eléctrica con base en GN emiten alrededor de la mitad del CO₂ de las centrales eléctricas de carbón; además, el GN complementa la energía eólica y solar, mediante un respaldo de suministro más flexible cuando el viento se detiene o se pone el sol (Shell Global, 2013). Así mismo, el metano, principal componente del GN, es el precursor óptimo para la producción de hidrógeno debido a que su relación H/C= 4, es la más elevada de todos los precursores, y por tanto, se emite una menor cantidad de CO₂ por unidad de volumen de H₂ producido, en comparación al carbón y los destilados medios de petróleo. Una mayor utilización del GN como fuente de energía permitiría limitar los impactos negativos sobre el medio ambiente tales como: la lluvia ácida, el deterioro de la capa de ozono o los gases de efecto invernadero; por estas razones, se prevé que a partir del primer cuarto del siglo XXI, el GN pase a tener un papel preponderante en la matriz energética mundial superior a la del petróleo (Hernández, N. y Martínez, J. L., 2013).

El GN es un recurso versátil, tanto energético como petroquímico y siderúrgico, por lo que además de su utilización como combustible para la generación de electricidad y calentamiento, es materia prima para las industrias químicas, petroquímicas, del plástico y del caucho para la obtención de productos finales tales como pinturas, fertilizantes, plásticos, anticongelantes, colorantes y películas fotográficas. Se estima que esta situación continúe hasta el año 2035, cuando 39% del suministro mundial de gas se consuma con fines industriales.

Aun cuando el futuro del uso del GN está determinado por su relación de costo con el crudo, su menor impacto en el medio ambiente, su menor costo para producir hidrógeno y combustibles más limpios, hacen indispensable su valorización y desarrollo.

Situación Actual/ proyectos en desarrollo

La intensificación en las actividades de investigación y desarrollo (I & D) para producir combustibles líquidos y productos químicos a partir de materia prima diferente al petróleo, surge como una respuesta al incremento del precio del crudo durante la década de los años 70. El aumento en las emisiones de los gases de efecto invernadero de origen antropogénico, ha incentivado la creación de líneas de investigación que persiguen ofrecer soluciones técnica y económicamente viables, para el control y la disminución de emanaciones de gases como monóxido y dióxido de carbono. La conversión de GN en gas de síntesis (Syngas), una mezcla de H_2 y CO , ha sido considerada como una de las rutas más promisorias en este sentido. Entre los usos alternativos de GN destaca la transformación a Syngas, mediante el reformado de metano y su conversión a productos químicos y combustibles líquidos, mediante el proceso gas a líquidos (GTL), como se muestra en la Figura 2.

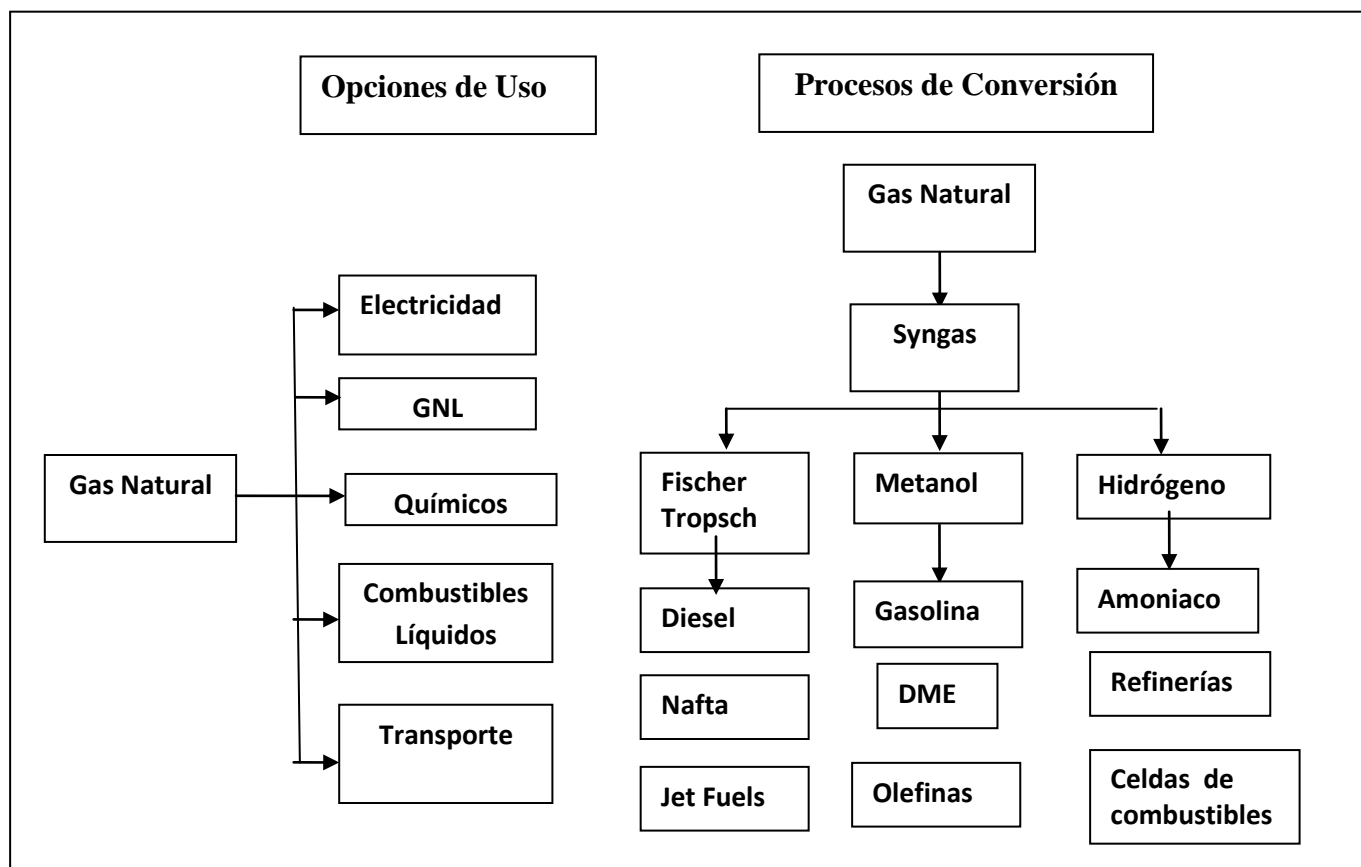


Figura 2. Opciones de uso y procesos de valorización de Gas Natural (Adaptado de ADI Analytics, 2012).

Producción de gas de síntesis-Syngas

El Syngas se puede obtener a partir de una variedad de hidrocarburos, que van desde el GN (metano) hasta líquidos con base en petróleo (ej., nafta y residuos pesados), e incluso sólidos como el carbón y el coque de petróleo. Su producción representa más de la mitad del costo de capital de los procesos para la obtención de productos finales en la tecnología GTL. Se prevé que ocurran importantes avances en la etapa de conversión de GN en Syngas, ya que además de ser usado en la tecnología GTL vía síntesis Fischer-Tropsch (FT), es la alimentación de numerosos procesos químicos y petroquímicos. Entre los procesos para producir Syngas a partir de GN, se incluye el reformado con vapor de agua (SMR), el reformado autotérmico (ATR), el reformado combinado y el reformado seco con CO_2 (DMR), así como la oxidación parcial catalítica y no catalítica (gasificación). Inicialmente, el GN es desulfurado (endulzamiento) y luego pre-reformado para producir una corriente de alimentación para el reformador. El SMR, el DMR y la oxidación parcial producen Syngas con composiciones de H_2/CO diferentes: > 3 , <1 y <2 respectivamente. El reformado combinado ya sea con $\text{O}_2/\text{H}_2\text{O}$ o $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$ y el ATR, una combinación del SMR y la oxidación parcial, pueden conducir a la composición deseada de Syngas.

La elección de la tecnología para la generación de Syngas está fuertemente influida por la materia prima de partida, así como por la composición del gas de síntesis (relación H_2/CO) que mejor se adapte al proceso de obtención del producto final requerido: metanol, amoníaco, hidrocarburos líquidos e hidrógeno. Aun cuando los diferentes procesos de generación de Syngas tienen distintas ventajas, el SMR siendo el más conocido, aun permite mejoras del proceso, y además, no incluye la construcción de plantas de oxígeno que son intensivas en costos de capital y energía. Similarmente, la producción de Syngas depende fuertemente del desarrollo de catalizadores de reformación altamente activos, selectivos y con alta estabilidad en el tiempo, gracias a su menor sensibilidad para la formación de coque, principal responsable de la desactivación, lo cual permite optimizar el proceso logrando una disminución en el consumo de energía (García, A., et al, 2011, Goldwasser, M.R. et al., 2005, Valderrama, G., et al., 2013). Mediante la integración de nuevos materiales catalíticos y de la ingeniería de procesos permitirá obtener procesos multifuncionales.

Una de las tecnologías más promisorias es el uso de reactores de microcanales (Microchannel Process Technology, MPT) debido a la naturaleza modular del proceso y a la posibilidad de disminución de la capacidad de las plantas de reformado, lo que podría significar una reducción de costos con respecto al proceso convencional a todas las escalas. En el proceso MPT, el GN y el vapor se convierten, en una primera etapa, en un reactor calentado por gas combustible y por el calor excedentario del proceso FT. La relación H_2/CO se ajusta a la relación deseada por separación con membrana produciendo algo de

gas combustible para el reformador y una corriente de H₂ para usar en la etapa del proceso de mejoramiento de los productos.

En este sentido, el consorcio Air Products/DOE (Air Products, 2008) está desarrollando membranas cerámicas o de transporte iónico (Ion Transport Membranes - ITM), con el propósito de disminuir los costos de la producción de Syngas a partir de metano y oxígeno, eliminando la necesidad del uso de la costosa unidad de separación del oxígeno del aire. Cuando esta tecnología esté disponible comercialmente se podrán reducir 50 % los costos del reformado, es decir, 25 % de los costos de capital de los procesos GTL. Adicionalmente, el proceso ITM puede adaptarse bien al concepto modular, permitiendo la creación de módulos de reformado que podrían producirse en grandes cantidades lo cual reduciría de manera adicional los costos y flexibilizaría el tamaño de las plantas. Aun cuando esta tecnología está bien probada, el problema sigue siendo la manufactura de las membranas de tamaño comercial, para plantas que manejen un promedio de 100 millones de pies cúbicos/ día de gas. La planta de demostración de la tecnología ITM de Air Products, está en la etapa final de pruebas, y tiene un tamaño ideal para plantas pequeñas de FT con base en GN (<10 millones de pies cúbicos/ día, es decir, 1.000 barriles/día).

Análogamente, la compañía escocesa Gas2 en Aberdeen (Gas2, 2013) ha desarrollado un catalizador cerámico de membrana porosa (pMRTM) que se utiliza en el reformado de GN (Syngas) y reactores para producir hidrocarburos líquidos GTL (Fischer Tropsch).

Existen otras industrias que no hacen públicos sus desarrollos, pero se conoce que trabajan en tecnologías similares a ITM, e incluso tienen progresos próximos a los de esta tecnología.

Síntesis Fischer-Tropsch. Transformación de gas en líquidos. Proceso GTL

Actualmente, Sudáfrica es líder mundial en producción de combustibles líquidos a partir de Syngas. Sasol, la compañía productora de combustibles sintéticos del país, produce unos 126.750 barriles/ día (B/D) de hidrocarburos líquidos a partir de gas derivado del carbón, en dos plantas gigantescas situadas en Sasolburg y Secunda en Sudáfrica y en una tercera planta en Qatar produce 34.000 B/D (ORYX GTL, 2012). Asimismo, Sasol anunció la construcción de una planta de 96.000 B/D en Luisiana, USA y un proyecto pionero GTL en Canadá. PetroSA (Sudáfrica) produce 22.500 B/D utilizando GN convencional enviado por gasoducto desde Mozambique. En el 2011, Shell puso en funcionamiento en Ras Laffan Industrial City, Qatar, una planta de gas a líquidos (Pearl GTL) que produce 140.000 B/D, la cual es la más grande en funcionamiento en la actualidad.

Actualmente, los procesos GTL están siendo considerados activamente para el uso de grandes reservas de gas remoto, así como de pequeñas reservas de gas recuperables (> 1.000 millones, <10.000 millones de pies cúbicos estándar), los cuales no pueden conectarse de manera económicamente factible a un gasoducto, pero que pueden mediante su conversión, cubrir las necesidades energéticas de una comunidad o sitio industrial remoto. La integración de los procesos de obtención de Syngas y la tecnología FT, representa un reto importante para los procesos GTL, los avances tecnológicos en las dos primeras etapas del proceso han significado mejoras en las eficiencias de conversión de GN o carbón, así como una disminución de los costos de capital. Las compañías con historia comercial en GTL, Sasol y Shell, así como BP, Syntroleum, ExxonMobil, Rentech y ChevronTexaco, han llevado a cabo avances en el diseño de equipos más grandes, en desarrollo de catalizadores y en las condiciones de operación, en un intento por mejorar la economía de la tecnología GTL. Otro factor clave que impulsa GTL es la necesidad de disminuir el quemado del gas asociado.

La diferencia entre los precios del petróleo y el gas hacen que la conversión de GN en productos derivados del petróleo (GTL), mediante el proceso FT, sea una alternativa comercial atractiva para los productores de GN. Además, avances recientes en la tecnología FT establecen una solución potencial para el mercado de gas distribuido y de menor escala. Las condiciones más importantes para la factibilidad económica de estos proyectos de baja capacidad son la disponibilidad de alimentaciones a bajo costo y el precio de los destilados. Los altos costos de capital de las plantas GTL, implican que plantas de baja capacidad ofrecen pocas posibilidades de ser económicamente factibles si se construyen usando tecnologías convencionales del tipo de refinación de petróleo. Por esta razón, surgen nuevas estrategias tales como la construcción de plantas con unidades modulares que contienen las principales operaciones unitarias para la generación del Syngas por reformado con vapor y la síntesis FT en un solo reactor. El desarrollo de este enfoque del proceso significaría, una ruta más ventajosa para convertir reservas relativamente pequeñas de gas remotas o subutilizadas, y está siendo desarrollada entre otras empresas por Velocys inc, Ohio, USA.

Oportunidades de Investigación y Desarrollo

Los combustibles sintéticos GTL son “ultra limpios”, en el sentido que contienen cantidades despreciables de azufre y compuestos aromáticos, y específicamente el diesel producido genera una cantidad menor de particulados que el diesel convencional de refinería. Una vez introducidos en el mercado, la demanda será mayor que la capacidad de producción instalada, y esta situación incentivará económicamente nuevas tecnologías y mejoras del proceso. La reivindicación de los beneficios que producen los combustibles GTL con respecto a la disminución de los contaminantes NO_x, CO y particulados, se encuentra amortiguada, debido a la obligación próxima de la introducción de motores diesel “muy limpios”, que a su vez coincidiría con la introducción práctica de plantas pequeñas

para la producción de diesel GTL. Sin embargo, para cumplir con las estrictas regulaciones de emisiones de la Agencia de Protección Ambiental (EPA, 2012), las modificaciones requeridas en los motores son necesarias aun funcionando con combustible GTL.

Entre las oportunidades de investigación es importante el desarrollo de nuevos conceptos y metodologías en áreas de petroquímica, reformado de GN/ GTL y la generación de hidrógeno, profundizando en I&D de nuevos materiales catalíticos y de la cinética de las reacciones involucradas, particularmente en aquellas donde la desactivación de los sistemas catalíticos es significativa. Limitaciones de transferencia de masa y calor reducen la eficiencia de los grandes reactores convencionales utilizados para F-T y reacciones de SMR. El uso de reactores de microcanales permite intensificar en gran medida las reacciones químicas las cuales proceden de 10 a 1000 veces más rápido que en los sistemas convencionales.

Dentro de este contexto, la compañía escocesa Gas 2 (Gas2, 2013) está desarrollando la próxima generación de la tecnología GTL a partir de GN con un programa de prueba que está en marcha en su nueva planta piloto. Se trata de una solución técnica alternativa a otros desarrollos de plantas GTL pequeñas y medianas en base al desarrollado un catalizador cerámico de membrana porosa.

Similarmente, ENI , en colaboración con IFP / Axens, ha desarrollado una tecnología patentada GtL, mediante el cual el GN se transforma primero en Syngas y luego en una mezcla de hidrocarburos parafínicos lineales mediante el uso de un catalizador sobre la base de Co en un reactor “slurry” de burbujas en suspensión. Luego, mediante una etapa final de reacciones de hidrocraqueo / isomerización, finalmente se obtiene combustible diesel de alta calidad con un índice de cetano alto (ENI, 2012). Esta tecnología patentada es una de las opciones para explotar los recursos significativos de GN y simultáneamente producir combustible diesel de la más alta calidad, sin emisiones contaminantes significativas. De acuerdo a Seguireau, J-M, (TOTAL, 2008) las tecnologías de conversión de GN dan como resultado productos de valor agregado, especialmente en un escenario de altos precios del petróleo.

El resultado que emerge es que existen recursos y condiciones bajo las cuales una planta GTL pequeña puede ser rentable, y que el alto costo del petróleo, las largas distancias de fuentes energéticas convencionales y los recursos de gas no valorizados, contribuyen con la factibilidad económica de las plantas GTL. La adición de créditos por electricidad, vapor, agua y, a veces consideraciones ambientales, simplemente mejoran la factibilidad económica. Adicionalmente, para alcanzar autonomía y rentabilidad de estas plantas pequeñas, se requiere ajustar la escala de la planta a las necesidades locales y considerar todos los productos obtenidos, incluso la nafta. El futuro de la tecnología GTL, parece estar ligada con el GN remoto de bajo costo, o del gas asociado con la producción de crudo y que actualmente está siendo quemado, pero que no justifica el costo de las

instalaciones y la escala de LNG o los gasoductos. En estos casos GTL es una vía económicamente factible de convertir el GN en combustibles líquidos, o en una corriente de alimentación de refinería que puede ser fácilmente transportada.

Situación en Venezuela

Venezuela posee las mayores reservas de GN en Sur y Centro América con un total de reservas probadas de alrededor de 200 TPC, lo que sitúa al país en la octava posición entre los 10 primeros países por reservas de GN (BP Statistical Review of World Energy, 2010). Esta situación representa una oportunidad de inversión importante con la participación de empresas extranjeras en el sector de gas; sin embargo, el 90% de la producción actual de GN en Venezuela está asociada a la producción de petróleo y, siendo PDVSA el principal consumidor, lo utiliza fundamentalmente para la reinyección con la finalidad de mantener la producción de petróleo y en la petroquímica. Además, la mayor parte del GN no asociado se encuentra en campos costa afuera, en los cuales PDVSA tiene poco desarrollo tecnológico y poca experiencia (Embassy of the Kingdom of the Netherlands in Caracas, 2011). Sin embargo, hasta ahora, la producción de GN ha sido relativamente poco importante en Venezuela, utilizado principalmente para el consumo interno. Sin embargo, la presentación del 'Plan Siembra Petrolera' (PSP), en el año 2005, para el período 2005-2030, hace mucho más énfasis en el GN. De acuerdo a este plan, PDVSA ejecutará enormes proyectos de GN, sobre todo en alta mar.

El potencial de reservas de GN en Venezuela se ha incrementado recientemente debido a nuevos descubrimientos. De hecho, debido al aumento de la demanda interna de GN, PDVSA realizará proyectos de desarrollo de GN, especialmente costa afuera en la costa oriental: Plataforma Deltana, con una producción planificada de 1,47 billones de pies cúbicos (BPC)/día y Mariscal Sucre con 1,2 BPC/día, y en la región occidental: Plataforma Rafael Urdaneta con una producción esperada de 1 BPC/día. Se esperan desarrollos posteriores en la Península de Paraguaná, en el noroeste de Venezuela (Embassy of the Kingdom of the Netherlands in Caracas, 2011).

En marzo de 2010, un proyecto desarrollado por PDVSA y Chevron llevó al descubrimiento de un yacimiento de gas de 7 BPC, y en Noviembre de 2010, una empresa conjunta de ENI y Repsol certificaron la existencia de 14 TPC de GN en alta mar en el oeste del país (Embassy of the Kingdom of the Netherlands in Caracas, 2011). Similarmente, el Instituto Baker de Houston estima que Venezuela junto con Irán y Nigeria aportarán el 26 por ciento de la producción mundial de LNG (Bianchi, T., 2012). Así mismo, la Agencia Internacional de Energía proyecta una tendencia creciente sostenida para Venezuela, con un crecimiento anual compuesta de 4,55%, mostrando una aceleración considerable a partir de 2025 y una moderación en el crecimiento en 2030 (IESA, 2012).

En relación a la existencia de gas de lutitas en Venezuela, los recursos se encuentran localizados en el Occidente del país, en la Formación La Luna en el Lago de Maracaibo. Se presume la existencia también en el Oriente del país, pero no existen datos reportados hasta la fecha; la Formación Carapita que se extiende por todo el norte del estado Monagas y el sur de Sucre, se estima que es una gigantesca acumulación mayormente de gas de lutitas (González Cruz, D. J., 2013).

Actualmente Venezuela no solo no exporta GN, sino que además importa un promedio de 187 millones de pies cúbicos diarios de Colombia a través del complejo Antonio Ricaurte Trans Caribe Pipeline. De acuerdo a datos publicados por El Nacional el 26 de Junio del 2013, el consumo total de gas entre la producción nacional y la importada alcanzan a 7,5 millardos de pies cúbicos/día. Según este artículo, las ventas de GN de Ecopetrol y Chevron a PDVSA son de 5,89 dólares por cada millón de BTU de gas, el cual se vende en Venezuela en 75 centavos de dólares/millón de BTU colocado en el mercado interno, originando una pérdida superior a 5 dólares por cada millón de BTU (El Nacional, 2013). Similarmente, el desarrollo de fuentes de gas “no convencional” originará la pérdida de supremacía de Venezuela en lo concerniente a reservas de gas natural (convencional y no convencional) al pasar a ocupar el cuarto lugar por debajo de Argentina, México y Brasil (Hernández, N. y Martínez, J. L., 2013).

Resulta paradójico que aun cuando Venezuela importa GN de Colombia para suplir las necesidades energéticas del estado Zulia, haya firmado un convenio con la compañía YPF de Argentina para suministrarle GN. Además, Venezuela no promueve la valorización del GN mediante el desarrollo de procesos de para la obtención de productos de mayor valor agregado. Solo grupos de investigación de las universidades autónomas realizan I & D en colaboración con universidades de Brasil, Francia y España (Pérez-Zurita, M.J., et al., 2003, Goldwasser, M.R., et al., 2004 y 2005, Hori, C., et al., 2008, Lira, E., et al, 2008, Rivas, M.E., et al., 2008, García, A., et al., 2011, Valderrama, G., et al., 2013)

Sugerencias y propuestas

La I & D que tienda hacia la satisfacción de necesidades nacionales y que contribuya a la disminución de la dependencia tecnológica a corto, mediano y largo plazo, debe constituir un área prioritaria para un país en vías de desarrollo.

Para el logro y desarrollo de las sugerencias propuestas a continuación, es necesario la creación de grupos multidisciplinarios del sector científico e industrial capaces de producir nuevos conocimientos y productos tecnológicos competitivos en los mercados mundiales de tecnología energética, para lo cual es necesario invertir substancialmente en I&D y propiciar la cooperación entre instituciones tales como universidades y centros de investigación con corporaciones y consorcios tecnológicos.

Entre las sugerencias y propuestas para la valorización de GN podemos citar la generación de hidrógeno, la obtención de productos químicos y nuevos desarrollos en el área de catalizadores y procesos. Para ello es necesario llevar a cabo I & D en tecnologías catalíticas que conduzcan a una mayor flexibilidad y a menores costos de capital para la producción de H₂ y gas de síntesis. Los retos incluyen reformadores compactos, nuevos diseños de plantas y procesos para obtener respuestas rápidas a bajos tiempos de residencia, habilidad en el manejo de reacciones exotérmicas muy rápidas, uso de aire para la oxidación parcial, lo que llevaría a sistemas de reformado y de vapor más pequeños (miniaturización).

La valorización del GN incluye:

Generación de hidrógeno

1. - Reformar el GN para obtener hidrógeno que alimentaría las celdas de combustibles que actualmente son elementos en desarrollo para generar energía limpia.
2. - Generación in situ (a bordo) de hidrógeno que en combinación con el diesel ultra limpio (autos híbridos) contribuirían en la protección del ambiente.
3. - El hidrógeno es a su vez necesario para las reacciones de mejoramiento de crudos: hidrotratamiento e hidrocrackeo.

Tecnología GTL

Simultáneamente con su uso como fuente de energía, el GN está progresando rápidamente como materia prima para la industria petroquímica. El proceso GTL es ya una realidad, para la obtención de combustibles utilizados para el transporte, lubricantes y materias primas para productos químicos y detergentes. La investigación en este campo es intensa, no sólo en los centros de investigación industrial, sino también en las universidades. Las aplicaciones de la tecnología GTL incluyen:

- 1.- Obtención de olefinas: C₂-C₆ como materia prima para la producción de polímeros, y C₁₂-C₁₆ para la producción de detergentes.
- 2.- La Nafta GTL que por su fácil transformación en olefinas, se utiliza como materia prima para la fabricación de plásticos.
- 3.- Obtención de alcoholes superiores para ser utilizados como aditivos oxigenados para el mejoramiento del octanaje de las gasolinas.
- 4.- El gasoil GTL es un combustible de tipo diesel que puede formar parte de la mezcla de suministro de diesel.
- 5.- Obtención de destilados medios (kerosén, gasoil), así como de lubricantes.
- 6- Combinación de GTL con procesos existentes, por ejemplo con los procesos Cyclar e Hidrocrackeo.
7. - Pueden preverse situaciones especiales donde compuestos químicos derivados del Syngas tales como ácido acético, ésteres y anhídridos puedan competir favorablemente en el mercado de estos compuestos producidos de manera convencional.

Áreas que permitirían impactar la economía de la tecnología GTL con nuevos desarrollos:

1. Nuevas tecnologías para la separación del oxígeno del aire.
2. Desarrollo de catalizadores de reformado resistentes a la desactivación por formación de coque.
3. Desarrollo de catalizadores FT lo suficientemente activos para operar con bajas presiones de Syngas (nitrógeno presente como diluyente) y desarrollo de catalizadores de hierro resistentes a la atrición.
5. Mejores sistemas de separación catalizador/cera.
6. Integración térmica de las tres etapas de la tecnología, siendo crítica la integración en las etapas de reformado - síntesis FT y el diseño de los reactores.
7. Desarrollo de mejores métodos de regeneración de los catalizadores involucrados en el proceso FT.

VII. Bioenergía con base en la Biomasa

Daysi Rojas y Mireya R. Goldwasser

Un gran número de países especialmente los países desarrollados y grandes economías emergentes como Brasil, China e India, están buscando la manera de hacer frente a los retos de la energía, el medio ambiente y el cambio climático con diferentes estrategias. Una opción frecuentemente discutida es el desarrollo de la bioenergía con base en la biomasa.

La biomasa se define como todo material de origen biológico excluyendo aquellos que han sido englobados en formaciones geológicas sufriendo un proceso de mineralización (IDAE, 2007). Los combustibles fósiles como el carbón, petróleo y gas natural son excluidos de esta definición de biomasa renovable por razones de tiempo: ellos absorbieron dióxido de carbono de la atmósfera hace millones de años. Mientras que tales combustibles fósiles ofrecen alta densidad energética, la combustión requerida para liberar su energía descarga a la atmósfera carbono secuestrado hace millones de años y por lo tanto contribuye al cambio climático. Los patrocinadores de la biomasa argumentan que la biomasa se puede manejar sobre una base sostenible de modo que se mantenga un ciclo de carbono cerrado sin incrementos netos en los niveles de dióxido de carbono atmosférico (BEC, pag. Web).

La energía que contiene la biomasa puede ser considerada como energía solar captada y almacenada en enlaces químicos carbono-hidrógeno resultado de la fotosíntesis. Mediante este proceso, el CO₂, agua y algunos nutrientes se transforman en hidratos de carbono, grasas, proteínas y minerales, que son incorporados y transformados por el reino animal, incluyendo al ser humano el cual invierte la transformación para obtener bienes de consumo.

La combustión de biomasa, en principio no contribuye al aumento del efecto invernadero porque el carbono que se libera forma parte de la atmósfera actual (es el que absorbe y liberan continuamente las plantas durante su crecimiento) y no del subsuelo, capturado en épocas remotas, como para los casos del gas natural o el petróleo. Mientras que en teoría esto significa que la biomasa puede ser carbono neutral, si se usan fertilizantes para cultivar y combustibles fósiles para transportar el material, el balance neto de carbono, puede no ser completamente neutral, y este es uno de los problemas con la biomasa; la identificación y medición de los beneficios ambientales.

La obtención de energía de la biomasa en forma de calor, por aprovechamiento del carácter exotérmico de las reacciones de combustión, fue probablemente el primer recurso energético del hombre. En 2010, el empleo de este recurso con fines energéticos representó el 12,4 por ciento del uso global de energía primaria (74 por ciento de toda la energía

renovable), como se muestra en la Fig. 1 (GENI, 2012). La biomasa se usa de forma distinta por países con diferente desarrollo, en muchos hogares de África, Asia y América Latina, la biomasa es el único recurso energético disponible y se usa ineficiente y rudimentariamente causando contaminación y deforestación; por otro lado, los países desarrollados, emplean modernas y más eficientes tecnologías para aprovechar esta fuente de energía.

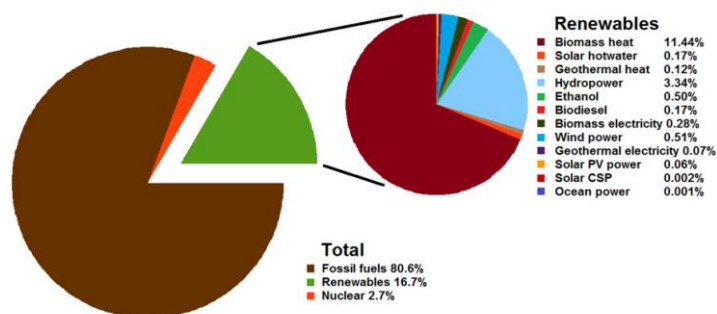


Figura 1. Consumo mundial total de energía (2010)

desechos y residuos, llamados combustibles de oportunidad, porque de otra forma no se utilizarían; ejemplos de estos son el biogás, que es fundamentalmente metano producido por la descomposición anaeróbica de materia orgánica, de fuentes tales como plantas de tratamiento de aguas residuales, estiércol animal producto de su cría intensiva y rellenos sanitarios, y de bio sólidos como los lodos de las plantas de tratamientos de aguas residuales, residuos de cosechas y forestales, y desechos de procesamiento de alimentos.

Las materias primas señaladas se convierten en bioenergía mediante diferentes procesos de conversión. La Fig.2 ilustra cómo la biomasa sólida, líquida o gaseosa se convierte en electricidad, calor y combustibles líquidos(los procesos de conversión se presentan en la columna central de la figura).

Los procesos de conversión, para los casos de producción de bioelectricidad y biocalor son básicamente la combustión directa, la co-combustión y la gasificación. Otra tecnología de conversión de menor escala, pero importante es la digestión anaeróbica. El mayor consumo de biomasa a nivel mundial es como fuente de calor; en Venezuela la leña y el carbón vegetal son de producción y uso marginal y no se incluyen en las estadísticas (Fig. 3) (EIA, 2012). La biomasa es fundamentalmente de uso doméstico por combustión directa, en sencillos fogones a fuego abierto.

Hay dos categorías generales de biomasa que se utilizan en los procesos de producción de bioenergía: (i) los cultivos tales como maíz, sorgo, caña de azúcar, semillas de colza y soja; y los dedicados para producir energía como por ejemplo micro algas, pasto tipo varilla y álamos; y (ii) los

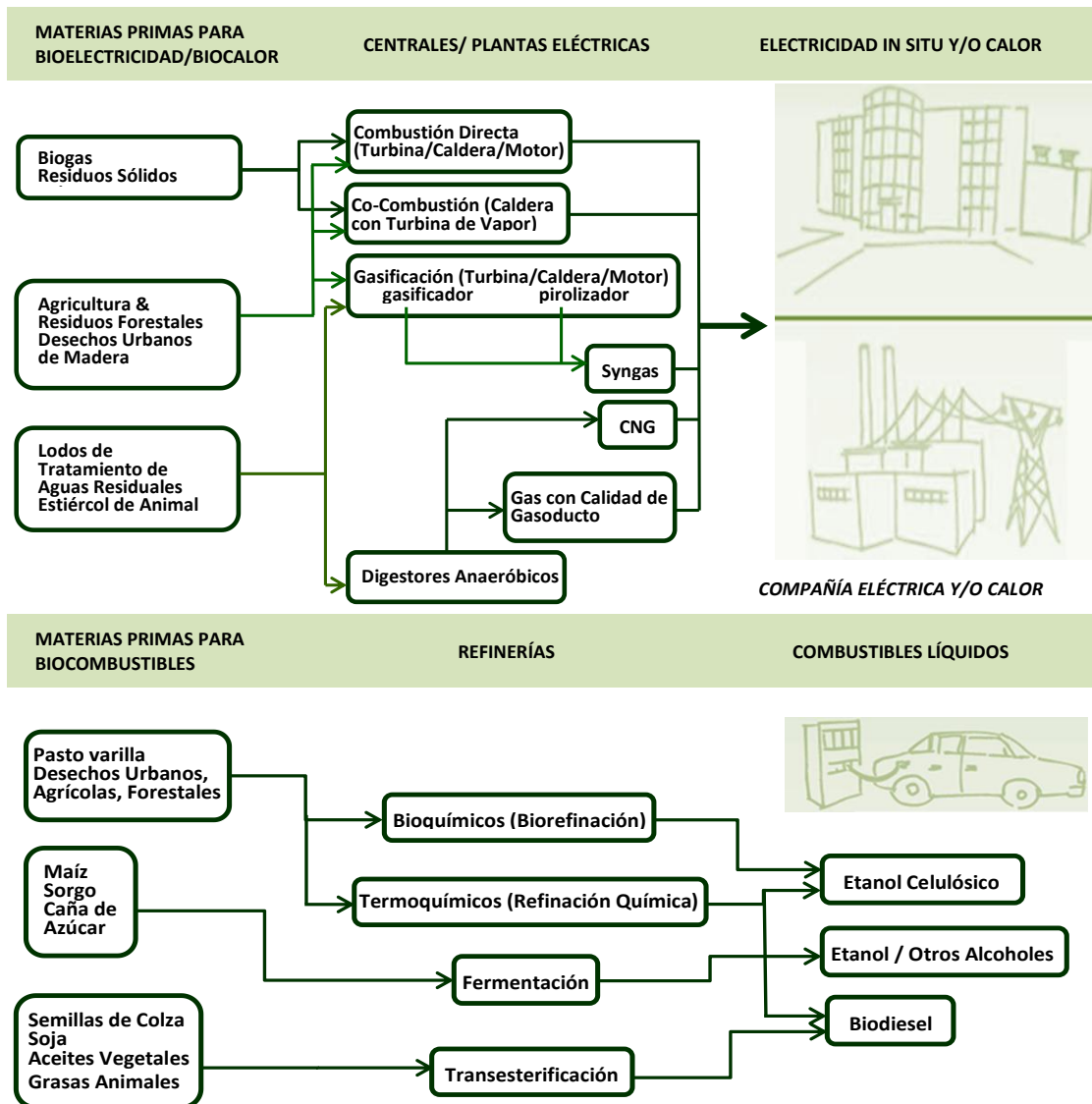
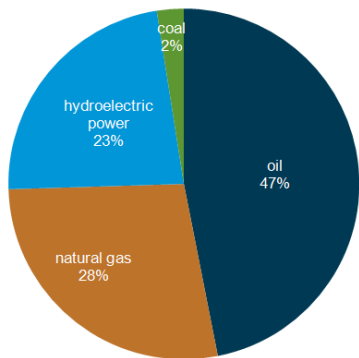


Figura 2. Procesos de conversión de la biomasa (EPA, 2009).



Source: U.S. Energy Information Administration

Figura 3. Consumo total de energía primaria por fuente en Venezuela (2010)

Mención aparte requieren los procesos de conversión para la producción de biocombustibles, que se utilizan fundamentalmente en el sector transporte, y que conviene clasificar en convencionales y avanzados. A continuación nos referimos muy brevemente a estas dos categorías:

(a) Convencionales, son aquellos que en la actualidad se producen comercialmente. En general, proceden de cosechas cultivadas con técnicas similares a las cosechas agrícolas alimentarias, y son

principalmente el bioetanol y el biodiesel, siendo prácticamente toda la producción mundial atribuible a estos dos biocombustibles. Estos combustibles representaron en 2010 un 0,7% de la energía primaria suministrada a nivel mundial.

En un resumen con respecto a los procesos de producción de estos combustibles, se puede señalar que: (i) incorporan tecnologías relativamente simples y bien conocidas; (ii) relativamente de bajas inversiones; (iii) se pueden usar bajas capacidades de producción; (iv) compiten directamente con la producción de alimentos; (v) materia prima optimizada para su uso como alimento y no para la producción de energía; y (vi) uso solo de una porción de la cantidad total de biomasa.

(b) Avanzados son aquellos cuyas tecnologías de conversión están todavía en la etapa de investigación y desarrollo (I&D), fase piloto o de demostración comercial (comúnmente conocidos como de segunda y tercera generación).

El debate del uso de las fuentes de alimentación en la producción de combustibles, ha acelerado la I&D y escalamiento de las tecnologías de producción de estos biocombustibles avanzados, las cuales permiten producir combustibles de transporte a partir de entre otras materias primas, de biomasa ligno celulósica. Otra característica de estos procesos de conversión es que la materia prima puede cultivarse exclusivamente para producir energía o pueden ser desechos tales como el bagazo de la caña de azúcar o los residuos madereros. Los combustibles avanzados en general requieren con respecto a los convencionales de: (i) equipos de proceso más complejos; (ii) mayor inversión por unidad de capacidad de producción; y (iii) de instalaciones de mayor tamaño para beneficiarse de la economía de escala.

Esta categoría incluye: (i) aceite vegetal tratado con hidrógeno (HVO) que se produce mediante la hidrogenación de aceites vegetales o grasas animales; (ii) el diesel BTL (biomasa en líquidos) con base en la síntesis Fischer-Tropsch (FT), obtenido en un proceso de dos etapas en el que la biomasa se convierte en gas de síntesis (CO e H_2) que se limpia y acondiciona, y seguidamente se convierte catalíticamente a través de la síntesis FT, en una amplia gama de hidrocarburos tales como el biodiesel (más importante) y biokerosene; (iii) el bioetanol que puede producirse a partir de materias primas ligno celulósicas, a través de la conversión bioquímica de los componentes de celulosa y la hemicelulosa de la biomasa en azúcares fermentables. Estos azúcares siguen posteriormente los mismos procesos de conversión de los biocombustibles convencionales; (iv) el biogás sintético (bio-SG) obtenido mediante procesos térmicos como la gasificación, que podría usarse por ejemplo como gas natural vehicular; (v) bio-crudo de pirólisis, dimetileter (DME); (vi) la producción de los biocombustibles con base en algas, que prometen: un alto potencial de productividad por hectárea, que podrían cultivarse en tierras no cultivables, utilizar una amplia variedad de fuentes de agua (agua dulce, salina e incluso aguas residuales), y potencialmente reciclar CO_2 y corrientes residuales de nutrientes; sin embargo, esta tecnología es actualmente costosa, y se encuentra en estado de I&D; y (vii) el

hidrógeno. En las figuras 4 y 5 se presentan respectivamente, las fuentes y los procesos para la producción de la primera, segunda y tercera generación de biocombustibles, y el grado de desarrollo de las tecnologías más importantes para estos procesos de producción.

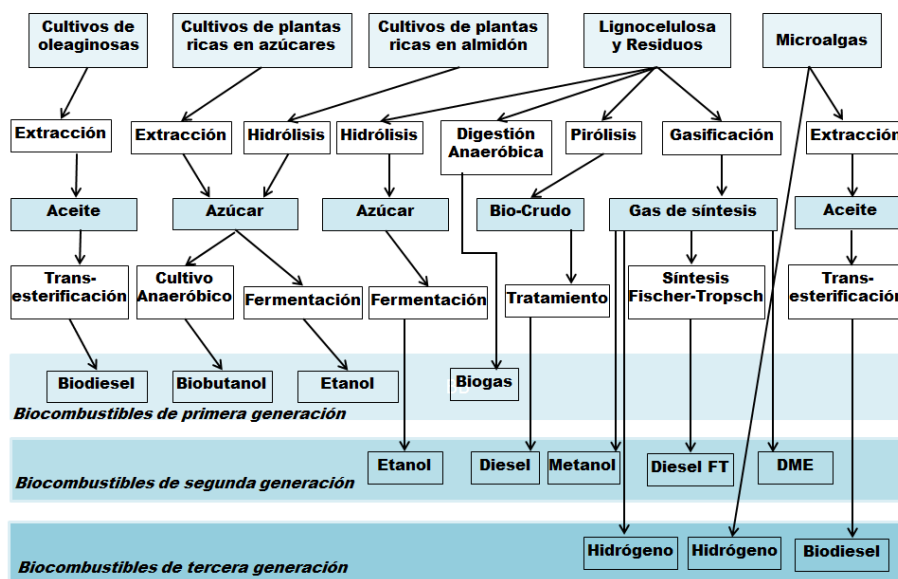


Fig. 4. Fuentes y procesos para la producción de la primera, segunda y tercera generación de biocombustibles

	Biocombustibles Avanzados			Biocombustibles Convencionales
	I&D Básica y Aplicada	Demostración	Pre-Comercial	Comercial
Bioetanol		Etanol Celulósico		Etanol a partir de cultivos de caña de azúcar y maíz
Biocombustibles tipo diesel	Biodiesel a partir de microalgas Hidrocarburos con base azúcar	Diesel BTL ¹ (Gasificación + FT ²)	Aceite vegetal Hidrotratado	Biodiesel (Transesterificación)
Otros combustibles y aditivos	Combustibles nuevos (ej. furanos)	Biobutanol; DME ³ ; Combustibles basados en pirólisis	Metanol	
Biometano		Bio-SG ⁴		Biogas (Digestión anaeróbica)
Hidrógeno	Todas las otras rutas nuevas	Gasificación con reformación	Reformación de biogas	

■ Biocombustibles líquidos(1)Biomasa en Líquidos; (2)Fischer-Tropsch; (3)Dimetil éter; (4) Bio-Gas de síntesis
 ■ Biocombustibles gaseosos

Fig. 5. Estatus de comercialización de las principales tecnologías de producción de biocombustibles(IEA, 2011).

Los mayores esfuerzos en actividades de I&D y escalamiento sobre los procesos de producción de biocombustibles avanzados se realizan sólo en algunos países desarrollados y grandes economías emergentes como Brasil, China e India.

En Venezuela, a pesar del anuncio por parte de PDVSA agrícola de numerosos proyectos, no se producen ni usan estos combustibles, sin embargo, en el 2012 notificaron que: "Con el desarrollo del proyecto de Complejos Agroindustriales de Derivados de la Caña de Azúcar (Cadca), PDVSA Agrícola estima lograr para 2015 una producción de 6,5 millones de barriles de etanol anhidro al año, para lo cual, se construyen en diferentes localidades del país 11 complejos agroindustriales de derivados de la caña, destinados, entre otros objetivos, a impulsar la producción de etanol, aditivo que se utiliza en la gasolina ecológica en una proporción del 8%, es decir, 8 litros de etanol por cada 92 litros de gasolina premium" (EL MUNDO, 2012). En los reportes internacionales, se indica que el objetivo era utilizar una proporción de 10 % de bioetanol en los combustibles del sector transporte del país (E10) (IEA, 2011).

A nivel mundial, la revolución en tecnología energética está en marcha, y las inversiones en energías renovables, encabezadas por la solar y la eólica, están aumentando de manera considerable. La mejora en la tasa de eficiencia energética en los países de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) ha empezado a acelerarse, tras muchos años de aumentos moderados, y la inversión pública está aumentando para la I&D y la demostración de tecnologías con bajas emisiones de carbono. En el transporte, las grandes empresas de automóviles están ampliando sus líneas de productos con vehículos híbridos y totalmente eléctricos; además, muchos gobiernos dan facilidades para impulsar a los consumidores a comprar estos vehículos. A pesar de estos esfuerzos, la tendencia es al aumento acelerado de la demanda energética y de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) relacionadas con el cambio climático.

Las tendencias actuales en energía y CO₂ son contrarias a las advertencias del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) de las Naciones Unidas, que concluye que para el año 2050 se necesita una reducción de por lo menos 50% en las emisiones mundiales de CO₂ comparadas con los niveles del año 2000, que permitan estabilizar los gases de efecto invernadero alrededor de 450 partes por millón (ppm) y de esta manera limitar el aumento en las temperaturas medias mundiales entre 2,0° C y 2,4° C.

La preocupación por la seguridad energética, la amenaza del cambio climático y la necesidad de satisfacer la creciente demanda de energía (especialmente en el mundo en desarrollo) plantean, en conjunto, importantes desafíos a los gobiernos, las industrias y el mundo académico. Es necesario que todos estos actores trabajen en equipo e incluso propicien la colaboración tecnológica internacional.

Se necesitará una cartera de tecnologías nuevas y existentes para encarar estos problemas, y a su vez considerar que todos los biocombustibles están sujetos a la

competencia de nuevos sustitutos a medio/largo plazo, donde emergen como paradigmas potencialmente dominantes la electricidad y el hidrógeno.

Muchas de las tecnologías con baja emisión de carbono más prometedoras en este momento tienen costos más altos que las actuales de combustibles fósiles. Es sólo mediante la I&D, la demostración y la puesta en práctica, que estos costos pueden reducirse y las tecnologías volverse económicamente factibles.

En los últimos años, se ha dado mucha atención a la importancia de las políticas que ponen un precio a las emisiones de carbono, como una forma de estimular el desarrollo y el despliegue de tecnologías no contaminantes necesarias para generar una revolución energética. Sin embargo, es poco probable que políticas de este tipo favorezcan las inversiones a corto plazo en las tecnologías más costosas, cuyos beneficios en reducción de emisiones son a un plazo más largo.

Con respecto al sector transporte nos referiremos brevemente, por el uso en este sector de los biocombustibles; actualmente, este sector es responsable del 23% de las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía, y debido a que se prevé que este uso se duplicará entre el año 2010 y 2050, también se supone un aumento de las respectivas emisiones de CO₂. Lograr fuertes recortes en las emisiones de CO₂ para el 2050 dependerá de que el uso de combustibles para el transporte aumente a un menor ritmo, mediante una mayor eficiencia energética e incrementando la proporción de combustibles que emiten poco carbono.

Aunque la reducción absoluta en las emisiones del transporte de los niveles de 2007 es posible en los países de la OCDE, el fuerte crecimiento de la población y del ingreso en los países no pertenecientes a la OCDE hará muy difícil que se logren reducciones absolutas de emisiones en el sector del transporte.

Las perspectivas son buenas para reducir el uso de combustibles y las emisiones de CO₂ en el transporte vehicular, mejorando la eficiencia de los motores de combustión interna, uso de vehículos híbridos, vehículos eléctricos y vehículos con pilas de combustible.

El escenario de una reducción del 50% en las emisiones de CO₂ para el año 2050, requiere que los biocombustibles, la electricidad y el hidrógeno representen juntos el 50% del uso total de combustibles para transporte en ese año; sustituyendo a la gasolina y al diesel. La demanda de biocombustibles para vehículos ligeros con motores de combustión interna empezará a disminuir después del 2030, debido a un fuerte cambio hacia la electricidad y el hidrógeno como combustible. En cambio, el uso de biocombustibles aumenta rápidamente para camiones, barcos y aeronaves hasta el 2050, sustituyendo los destilados medios derivados del petróleo.

A pesar de las señales prometedoras de que los gobiernos están proponiendo políticas para reducir las emisiones de CO₂ causadas por el transporte, es necesario

aumentar la coordinación y el financiamiento para la I&D, demostración e implementación especialmente para reducir más rápidamente los costos de tecnologías avanzadas. Además, debe darse mayor atención a incentivar a los consumidores a adoptar tecnologías y estilos de vida que consoliden la transición hacia una movilidad sostenible, apartándose de los sistemas de transporte que consumen mucha energía y usen combustibles fósiles.

Con referencia a la I&D, demostración e implementación de tecnologías de biocombustibles avanzados para el sector transporte, son numerosas las posibilidades de trabajos interdisciplinarios, ejemplos de temas de investigación y desarrollo requeridos en esta materia, se muestran en la Tabla 1(IEA, 2011).

En este contexto, Venezuela luce rezagada no solamente con respecto a los países desarrollados, sino entre los países de América Latina. Un análisis bibliométrico de la literatura referida a energías renovables, entre los años 2008 al 2012 muestra que los países de América Latina donde las publicaciones son más importantes son: Brasil > México > Colombia > Argentina > Chile; asimismo, los países con mayor número de publicaciones, Brasil, México y Colombia, muestran una clara tendencia de un incremento lineal o quizás exponencial para los próximos años(ALONZO, D. DE, 2013). Estos países con el mayor número de publicaciones se corresponden, con los que en la región tienen un mayor número de proyectos en el marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), Brasil (42%), México (20%), Chile (8%) y Colombia (7%). América Latina y el Caribe tienen actualmente, 1.003 proyectos en trámite, concentrados (87%) en energías renovables y en reducción de metano (Figura 6) (PNUMA y CEPAL, 2010).

Tabla 1. Temas claves de I&D para el desarrollo de algunas tecnologías de biocombustibles avanzados

Tecnología	Temas claves
Etanol Celulósico	<ul style="list-style-type: none"> Mejora de enzimas y microorganismos Uso de azúcares C5, sea para fermentación o para su mejorar a otros productos de mayor valor Uso de la lignina para añadir valor como portador de energía, o materia prima
HVO	<ul style="list-style-type: none"> Flexibilizar la materia prima Uso de hidrógeno de fuente renovable para mejorar el equilibrio de GEI (gases de efecto invernadero)
Diesel BTL	<ul style="list-style-type: none"> Estabilidad del catalizador Reducción de los costos de limpieza del gas de síntesis Uso eficiente del calor de baja-temperatura
Otros combustibles diésel/kerosene a partir de biomasa	<ul style="list-style-type: none"> Procesos de conversión a nivel piloto y plantas de demostración comercial confiables y estables
Biocombustibles a partir de algas	<ul style="list-style-type: none"> Eficiencia energética y de costos del cultivo, cosecha y extracción de aceite Reciclaje del agua y los nutrientes Valorización de corrientes de sub-productos
Bio-SNG (Gas Natural Sintético)	<ul style="list-style-type: none"> Flexibilizar el uso de materia prima Producción y limpieza del gas de síntesis
Biocrudo (Pyrolysis oil)	<ul style="list-style-type: none"> Catalizadores para mejorar la estabilidad del biocrudo Mejoramiento a biocombustibles fungibles



Fig. 6. Proyectos del mecanismo de desarrollo limpio, América Latina y el Caribe, 2010

Teniendo en mente lo señalado y considerando que la fuerza impulsora del uso de la bioenergía no es la misma en todos los países, en la Venezuela actual son muy pocos los incentivos para el desarrollo de energías alternativas a los fósiles y más específicamente de la bioenergía, esta situación está relacionada fundamentalmente con la condición histórica de productor (Según Oil and Gas Journal (OGJ), Venezuela tenía 211 mil millones de barriles de reservas probadas de petróleo en 2011 y las primeras del mundo incorporando las reservas de petróleo extrapesado de la Faja del Orinoco; el segundo más grande del mundo y 195×10^{12} pies cúbicos (195 Trillones de pies cúbicos, TCF) de reservas probadas de gas natural en 2012, el segundo más grande en el hemisferio occidental, después de Estados Unidos) y consumidor de combustibles fósiles a muy bajo costo.

Adicionalmente, las características del Estado, impiden prever una política de aumento de los costos de la energía aún a corto plazo, y aunque se conoce del aumento de la demanda, no pareciera existir una política establecida inclinada para cubrir esta demanda potencial (y no hay ningún incentivo) con fuentes de energía renovables, cuya producción y consumo permitirían un ciclo de energía con muy poca huella de carbono. Lo único que parece haberse establecido (2005) como un objetivo y el cual se mencionó previamente, fue la utilización de una mezcla de 10% de etanol y gasolina (IEA, 2011) con importación del etanol desde Brasil.

Sin embargo, las presiones ambientales y el cambio climático, que constituye una amenaza fundamental para el desarrollo económico y la lucha contra la pobreza, y que según el Banco Mundial, un planeta sujeto a un proceso de calentamiento amenaza con hacer de la prosperidad un objetivo inaccesible para millones de personas y que se reviertan los logros de décadas de desarrollo; prácticamente obligarán a Venezuela al uso de fuentes de energía cuya producción y consumo permitan un ciclo prácticamente libre de CO_2 desde la generación hasta su uso final. Si bien esto a primera vista puede parecer un esfuerzo

técnico, esta transformación requiere de un cambio de la cultura en el desarrollo tecnológico.

Con respecto a las presiones ambientales, tanto la industria automotriz como la petrolera han desarrollado tecnologías o tienen iniciativas para atender esta prioridad, pero estos desarrollos no son suficientes y será casi obligatorio el uso de combustibles y en general de fuentes de energía con una huella de carbono muy baja.

Para Venezuela, una de las opciones podría ser la incorporación en su matriz energética, entre otras energías renovables de la biomasa, la cual es una materia prima con potencial de estar fácilmente disponible, y no solo mediante los cultivos dedicados a energía, sino en forma de residuos que pueden ser de procesamiento de alimentos, industriales, aguas residuales municipales y la basura doméstica; estos residuos y desechos representan actualmente y en algunos casos altos costos de disposición, pasivos ambientales y un grave obstáculo para el crecimiento industrial.

A pesar que, la evaluación de los costos de oportunidad para los residuos es difícil debido a la ausencia de mercados ya establecidos. La exactitud de los datos sobre los costos es generalmente mejor cuando los residuos se utilizan comercialmente (por ejemplo, bagazo que se quema para producir calor y electricidad), que si se utilizan en el sector informal (por ejemplo, como combustible domésticos para cocinar, fertilizantes orgánicos o alimentos preparados para animales); estos costos son en general menores en comparación con los cultivos energéticos. Por lo tanto, para el caso de Venezuela, se debe evaluar los residuos como una materia prima económicamente atractiva para la producción de los biocombustibles avanzados, además que no implica la transformación de hábitats naturales en tierras agrícolas

Mención aparte por su efecto sobre la industria energética nacional, es el caso del hidrógeno, porque en la actualidad parte de los combustibles fósiles, se dirigen a cubrir la creciente demanda de H_2 sea para el mejoramiento de crudos pesados, la desulfuración y la mejora del petróleo convencional, para la producción de productos petroquímicos y, además se debe prever la posible demanda del H_2 como combustible para el sector transporte, lo cual requeriría su producción masiva. El aumento de la producción de H_2 por las tecnologías actuales implicaría el consumo de hidrocarburos convencionales (principalmente gas natural), que a su vez generan emisiones de gases de efecto invernadero.

La producción de H_2 a partir de fuentes renovables tales como las mencionadas, o en general cualquier corriente de desechos industriales con carga orgánica, ofrecen la posibilidad de contribuir al aumento de su producción con un balance de baja o ninguna emisión neta de gases de efecto invernadero (sin las tecnologías de secuestro de carbono). Sin embargo, estas tecnologías de producción de H_2 enfrentan retos técnicos, tales como la eficiencia de conversión, el tipo de materia prima, y la necesidad de integrar de forma segura los sistemas de producción, purificación y almacenamiento. La producción de bio-

hidrógeno en la actualidad no es económicamente competitiva con la reformación con vapor del gas natural, excepto se considere la valorización de algunos co-productos, o que la materia prima resuelva un importante problema de disposición de desechos o residuos. Como en cualquier proyecto de bioenergía se debe asegurar la disposición en cantidad y tiempo de las posibles fuentes de biomasa, y considerar las preocupaciones con respecto a la neutralidad de CO₂ desde su producción al uso final.

Finalmente y a manera de conclusión, se considera que el papel de los gobiernos es imprescindible (y casi obligatoria) para el desarrollo de las tecnologías con bajas emisiones de carbono, sea mediante el uso de fuentes de energía renovables; el uso de tecnologías con base en combustión, pero que emitan menos CO₂; y/o desarrollando tecnologías que permitan el retiro de CO₂ de la atmósfera. Adicionalmente, los gobiernos necesitarán intervenir para evitar que se instalen y usen tecnologías ineficientes, productoras de emisiones altas.

Se debe considerar, como un área importante de aplicación de tecnologías de energías alternativas, el sector del transporte, que en gran medida se basa en la combustión de combustibles fósiles y por lo tanto contribuyen con una gran parte de las emisiones.

Las tecnologías de energía que se deben desarrollar, son aquellas en las cuales se da la combinación de fuentes renovables de la energía, y que proporcionen un ciclo de energía libre de CO₂ desde la generación hasta su uso final. Si bien esto a primera vista puede parecer un esfuerzo técnico, esta transformación del uso de los combustibles fósiles por fuentes de energía renovables no puede alcanzarse solo con la participación de los investigadores básicos y los tecnólogos, sino que es importante establecerla cultura de una economía con bajas emisiones de carbono. De hecho, la colaboración interdisciplinaria es necesaria con el fin de hacer frente a este cambio en el paradigma energético.

Con la continua aparición de nuevas reservas de energía fósil, no parece probable la total sustitución de los combustibles fósiles aún a largo plazo, excepto se produzcan avances muy importantes tanto técnicos como económicos en las energías libres de CO₂.

VIII. Generación y almacenamiento de energía electroquímica: Oportunidades para Venezuela

J. Mostany y B. R. Scharifker

Introducción

El inicio de un nuevo milenio coincidió con una creciente preocupación por el cambio climático, que a decir de los científicos podría generar grandes problemas de no iniciarse de inmediato la disminución de emisiones ricas en carbono. La vehemencia de estas advertencias y el cúmulo evidencias que permitían proyectar un futuro poco promisorio de continuar la casi total dependencia del combustible fósil como fuente de energía (alrededor del 80% en USA en el año 2000), llevó a las grandes trasnacionales petroleras a entender que su negocio, la extracción de combustible fósil, sufriría una transformación profunda a mediano y largo plazo, por lo que reformularon sus objetivos e imagen corporativa definiéndose como “empresas energéticas” en lugar de “empresas petroleras”. El cambio de imagen vino acompañado de la creación de divisiones corporativas de energías bajas en carbono: solar, eólica, gas natural y biocombustibles, como respuesta a la necesidad de “un balance entre las necesidades del crecimiento y la necesidad de protección del ambiente”, según manifestó Lord Brown, el Jefe Ejecutivo de British Petroleum (BP) en 1997.

Los imperativos ambientales no fueron la única razón para tomar la decisión de desplazar progresivamente al petróleo como fuente energética primordial: en 2004, los Estados Unidos invertían US\$ 13.000.000 por hora (Natural Resources Defense Council, 2014) en combustible importado, proveniente en su mayoría de países políticamente no-amistosos o inestables. Las alarmas producidas a partir de la crisis petrolera de 1973 propiciaron el desarrollo de políticas energéticas orientadas a sustituir importaciones con producción doméstica y a trabajar intensamente en el desarrollo de energías alternativas. 40 años más tarde, este esfuerzo rinde resultados tangibles: por un lado a nivel global ha aumentado significativamente la producción de energía fósil al incorporar yacimientos de hidrocarburos no-convencionales (esquistos gaseosos y bituminosos, gas natural, petróleo pesado) y por el otro lado las energías “limpias” o “renovables” (biomasa, hídricas, eólicas, otras), junto a la nuclear, han incrementado su presencia en la canasta energética, acercándose al 17 % del total de la producción energética mundial en 2010 [ExxonMobil, 2014].

Energy by Type – World	1990	2000	2010	2025	2040	Share of Total		
						2010	2025	2040
Primary	361	418	523	654	710	100%	100%	100%
Oil	137	158	178	206	221	34%	31%	31%
Gas	72	89	115	159	190	22%	24%	27%
Coal	86	93	133	158	133	26%	24%	19%
Nuclear	21	27	29	40	59	5%	6%	8%
Biomass/Waste	35	40	48	56	55	9%	9%	8%
Hydro	7	9	12	17	21	2%	3%	3%
Other Renewables	1	3	7	18	30	1%	3%	4%

Tabla 1.- Consumo Mundial por tipo de energía (en 10^{24} BTU)

En una economía altamente dependiente de la explotación petrolera como la venezolana, es importante tomar en consideración estas tendencias y establecer políticas públicas que nos preparen para los escenarios que se avizoran para mediados de siglo. Al igual que hicieron las grandes corporaciones energéticas y los países del primer mundo al inicio de siglo, Venezuela debe plantearse su papel en el panorama energético doméstico y mundial y tomar acciones decididas en sus políticas públicas en el área de energía para orientarlas hacia la generación de conocimiento y la acumulación de experiencia en el desarrollo y uso de energías alternativas, identificando aquellos aspectos donde podamos explotar nuestras ventajas comparativas, determinadas por la disponibilidad de determinados recursos naturales o fortalezas en nuestro capital humano en el área científica, así como la sólida experiencia acumulada en la investigación y desarrollo en el área petrolera durante la segunda mitad del siglo XX.

En función de este objetivo se describirán brevemente a continuación dos temas en el marco de la producción y almacenamiento de energía electroquímica, donde podríamos explotar a favor ciertos aspectos que permitirían complementar la oferta mundial en el área. Ellos son el estudio y desarrollo de celdas de combustible de conversión directa de hidrocarburos y la explotación y el uso del vanadio en celdas de flujo electroquímicas. Sobre estos dos aspectos ya han existido propuestas y productos tangibles, una demostración de que no es imaginación, capacidad o competencia el factor que falta por aportar para emprender iniciativas exitosas en el terreno de las energías alternativas desarrolladas en Venezuela.

Celdas de combustible de óxido sólido de reformación directa de hidrocarburos

Las celdas de combustible (CC) son dispositivos electroquímicos eficientes para producir electricidad con bajas emisiones. La principal característica de una celda de combustible es su habilidad para convertir la energía química directamente a energía eléctrica, con lo cual la eficiencia de conversión es mayor que con los métodos termomecánicos convencionales (e.g. turbinas de vapor). Consecuentemente, las celdas de combustible producen una emisión mucho menor de dióxido de carbono para la misma potencia generada. También producen cantidades despreciables de SO_x y NO_x, los principales constituyentes de la lluvia ácida y la contaminación fotoquímica. Una celda de combustible no se agota ni requiere de carga, producirá energía en forma de electricidad y calor mientras se le provea de combustible. Existen diferentes tipos de celdas de combustible en la actualidad que operan a temperaturas bajas (80-200°C) o altas (650-1000°C). Las principales razones que han impulsado el reciente interés en celdas de combustible son: (i) su elevada eficiencia, (ii) bajas emisiones contaminantes, (iii) el estar construidas en base a componentes de larga duración y bajos costos de mantenimiento, (iv) sus beneficios en la generación de energía y el transporte automotor y (v), su operatividad en amplios intervalos de generación de energía.

La Figura 1 muestra las eficiencias reales de diferentes tecnologías para la producción de potencia, en función de la potencia generada (Kordesch y Simader, 1996). En esta figura se puede apreciar las altas eficiencias de las celdas de combustible en comparación con las otras tecnologías convencionalmente utilizadas. La eficiencia de una celda de combustible, a diferencia de los motores de combustión (interna y externa), no está limitada por el ciclo de Carnot ya que no siguen un ciclo termodinámico pues convierten energía química en eléctrica directamente. La eficacia de una celda de combustible bajo condiciones estándares, está limitada por el cociente entre la variación de la energía de Gibbs y la variación de la entalpía de la reacción química total. La eficiencia real es igual o normalmente inferior a este valor y está entre el 50 y el 75 % para estos dispositivos.

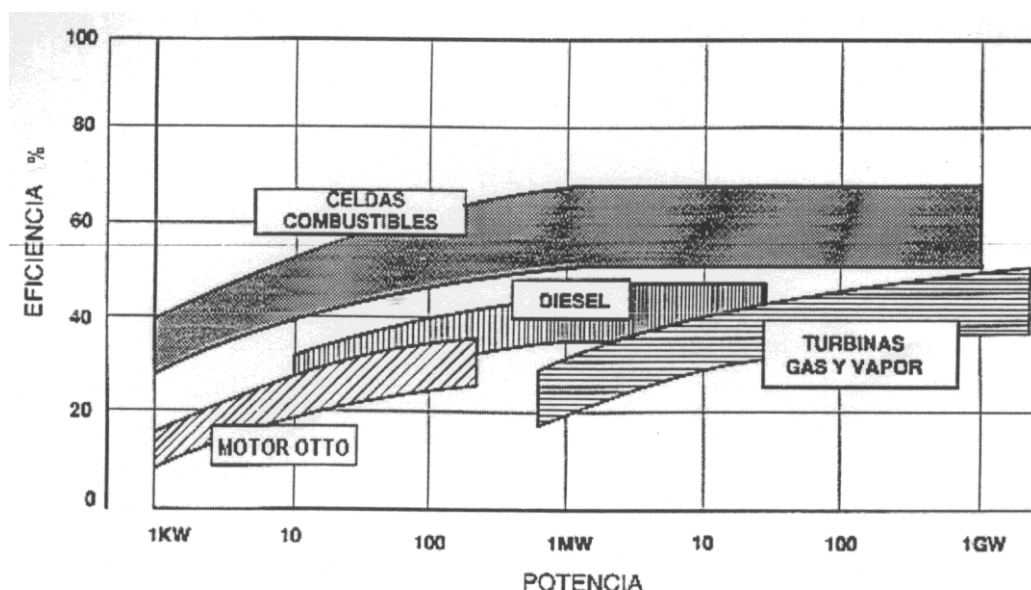


Figura 1. Eficiencias reales obtenidas para diferentes tecnologías en función de la potencia generada.

Existen por lo menos seis tipos diferentes de celdas de combustible, las cuales se diferencian tanto por sus constituyentes como por la temperatura de operación. Dentro de las celdas de combustible que operan a bajas temperaturas (80-200°C) se encuentran fundamentalmente cuatro tipos (U.S. Department of Energy, 2000):

CC de electrolito sólido de membrana polimérica (solid polymer electrolyte fuel cell)	SPFC
CC de membrana de intercambio protónico (protonic exchange membrane fuel cell)	PEM
CC de electrolito acuoso básico (alkaline fuel cell)	AFC
CC de ácido fosfórico (phosphoric acid fuel cell)	PAFC
CC de metanol (direct methanol fuel cell)	DMFC

Hoy en día se encuentra en estado de desarrollo avanzado la tecnología de las celdas de combustible de ácido fosfórico (PAFC) las cuales operan a temperaturas cercanas a los 200°C. Por otra parte, las celdas de combustible con electrolito de membrana protónica (SPFC) son los únicos dispositivos capaces de operar a temperaturas cercanas a la ambiental. Sin embargo, ambos tipos de celdas (SPFC y PAFC) presentan inconvenientes desde el punto de vista práctico. En primer lugar requieren usar hidrógeno como combustible, lo cual es inconveniente en términos de almacenamiento y manejo por lo que es necesario usar reformadores externos para convertir alcoholes o hidrocarburos en hidrógeno, afectando la eficiencia y portabilidad de los dispositivos.

Por otro lado están las celdas de combustible que operan a altas temperaturas (550-1100°C), dentro de las cuales cabe mencionar:

CC con electrolito de sal fundida de carbonato (molten carbonate fuel cell)	MCFC
CC con electrolito de óxido sólido (solid oxide fuel cell)	SOFC

Las celdas que operan a altas temperaturas presentan la ventaja de poder llevar a cabo la conversión de energía directamente a partir de hidrocarburos sin su reformación previa a hidrógeno, por lo que son conocidas como de “reformación interna”, lo cual por un lado permite el uso directo de diferentes combustibles, tales como H₂, CO, CH₄ o hidrocarburos de mayor peso molecular, y por el otro les confiere mayor eficiencia para la generación de electricidad debido a las menores pérdidas de calor. A diferencia de las celdas que operan a menores temperaturas, las celdas de alta temperatura son, además, poco sensibles a las concentraciones de contaminantes, especialmente el CO, el cual usualmente envenena los electrocatalizadores en las celdas de combustible de bajas temperaturas. Otra ventaja significativa de las celdas de combustible de alta temperatura es la posibilidad de incrementar aún más la eficiencia de conversión, utilizando el calor producido para la co-generación de electricidad mediante el uso de turbinas de vapor.

En la Tabla 2 se presentan los tipos de celdas de combustible más frecuentes, el tipo de electrolito que utilizan, su temperatura de operación, eficiencia eléctrica, tipo de oxidante utilizado y potencia que pueden desarrollar.

En la figura 2 se muestra una representación esquemática de una celda de combustible de alta temperatura con electrolito sólido de óxido (SOFC), la cual es el tipo de dispositivo en el que concentraremos nuestra atención aquí. Esta es una unidad constituida por dos electrodos (un ánodo y un cátodo), separados por un electrolito, que en el caso de las celdas SOFC es una membrana cerámica. El O₂ (oxidante) se introduce en el compartimiento catódico (a la derecha del esquema), donde se le hace reaccionar con el electrocatalizador apropiado para producir iones O₂⁻, los cuales migran a través del electrolito sólido (óxido) hacia el compartimiento anódico (a la izquierda del esquema) para reaccionar con los combustibles también en la presencia de los catalizadores apropiados. La tecnología convencional actual emplea diversos materiales cerámicos en la fabricación de los componentes activos de las SOFC. El ánodo está construido típicamente de un cermet de óxido de circonio estabilizado con itrio (YSZ) combinado con níquel; el cátodo está

basado en una perovskita de manganato de lantano y estroncio ($\text{La}_{1-x}\text{Sr}_x\text{MnO}_3$, electrónicamente conductora), mientras que el electrolito (conductor de iones O_2^-) es óxido de circonio estabilizado con itrio (YSZ). La cinética de las reacciones en ambos electrodos y la dinámica del transporte de carga a través de la celda han sido recientemente caracterizadas (Arenare, 2009).

Para aplicaciones estacionarias, Siemens-Westinghouse ha demostrado la operación de celdas del tipo SOFC de 100KW de potencia, las cuales han estado conectadas a la red suministrando electricidad con una eficiencia de conversión no menor al 46% durante más de un año, suministrando a su vez agua caliente en el área de operación.

Fuel Cell Type		Electrolyte	Operating Temperature	Electrical Efficiency	Fuel Oxidant	Energy Output
AFC	Alkaline Fuel Cell	Potassium hydroxide solution	Room temperature to 90°C	60-to-70%	H_2 O_2	300W-to-5KW
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell	Proton Exchange Membrane	Room temperature to 80°C	40-to-60%	H_2 O_2 Air	1KW
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell	Proton Exchange Membrane	Room temperature to 130°C	20-to-30%	CH_3OH , O_2 Air	1KW
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell	Phosphoric Acid	160-to-220°C	55%	Natural gas, bio gas, H_2 O_2 , Air	200KW
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell	Molten mixture of alkali metal carbonates	620-to-660°C	65%	Natural gas, bio gas, coal gas, H_2 O_2 , Air	2MW-to-100MW
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell	Oxide ion conducting ceramic	800-to-1000°C	60-to-65%	Natural gas, bio gas, coal gas, H_2 O_2 , Air	100KW

Source: h-tec, SAE International

Tabla 2.- Cuadro comparativo de tecnologías de celdas de combustible

Este y otros desarrollos recientes tanto para aplicaciones estacionarias como vehiculares aparecen reseñados en un informe sobre la industria electroquímica (Weidner y Doyle, 2000), donde se aprecia el gran interés existente en el desarrollo y comercialización de celdas de combustible tanto para vehículos y dispositivos eléctricos portátiles como para aplicaciones estacionarias. Recientemente han ocurrido avances significativos con celdas de combustible de óxido sólido (SOFC) usando directamente alcoholes e hidrocarburos como combustibles, operando a temperaturas entre 500 y 700°C. Esta reducción adicional de la temperatura de operación de las SOFC de conversión directa, así como mejoras en la resistencia térmica y mecánica de sus materiales, haría de esta tecnología una alternativa viable y económica. El desafío actual es lograr el diseño operacional de una celda que convierta hidrocarburos a una temperatura menor a los 600°C, posibilidad demostrada por algunos trabajos en el área (Murray et al., 1999; Doshi et al., 1999; Park et al., 2000; Hibino et al., 2000; Hibino et al., 2000).

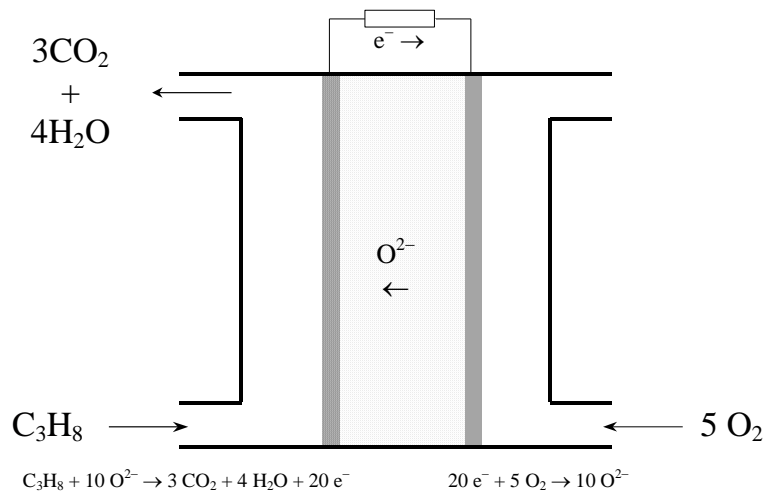


Figura 2. Esquema de una celda combustible de alta temperatura y electrolito sólido

En términos del beneficio que pudiese tener nuestro país de involucrarse en este tema, hay que considerar que el desarrollo de celdas de combustible de conversión directa de hidrocarburos extendería significativamente tanto en extensión como en tiempo el consumo de combustibles fósiles para la conversión y generación de energía. La industria petrolera venezolana ha manifestado interés por el desarrollo de esta tecnología (Báez et al., 2000; Báez et al., 1999; Báez et al., 2000) y ha considerado en alguna oportunidad que estas investigaciones poseen un valor altamente estratégico. Por otra parte, Venezuela dispone de capital humano altamente calificado en las diferentes disciplinas requeridas, así como de la infraestructura básica necesaria, que permiten prever la posibilidad de generar conocimientos que posibilitarían el logro de avances significativos para el desarrollo de la tecnología descrita. Los resultados de un esfuerzo de esta naturaleza tendrían un impacto apreciable en el desarrollo de una tecnología de conversión de energía significativamente más eficiente y limpia que los métodos termomecánicos o termoeléctricos convencionales, utilizando combustibles líquidos derivados del petróleo. El desarrollo de la misma agregaría valor a la conversión de la energía proveniente de recursos fósiles y reforzaría la permanencia del petróleo como fuente principal de la energía mundial, extendiendo considerablemente en el tiempo sus mercados. Un receptor natural de los productos del trabajo propuesto sería PDVSA, en su momento una de las corporaciones energéticas más importantes del mundo, para la cual los desarrollos como el aquí propuesto deberían revestir interés de carácter estratégico.

Dispositivos electroquímicos de almacenamiento de energía.

Esta clasificación abarca toda la variedad de baterías existente hoy en día, tanto las primarias (no reversibles o recargables) como las secundarias (recargables), así como los súper condensadores. No está dentro del alcance de este breve resumen el describir la variedad de baterías disponibles, pero sí comentar aquellas que pudiesen tener algún interés estratégico para nuestro

país. Es por ello que describiremos brevemente las baterías de flujo basadas en el cambio de oxidación de soluciones de vanadio pertenecientes al grupo de dispositivos de almacenamiento de energía recargables o reversibles. Un tercer tema de interés, al cual no nos referiremos en este breve resumen, es el desarrollo de competencias en baterías de ión litio. Esto surge como necesidad debido al rápido desarrollo de estas baterías y sus aplicaciones, con el correspondiente crecimiento de la producción de litio como materia prima, concentrada en buena medida en Suramérica (Mohr et al., 2012), con demanda impulsada en el momento actual por la introducción al mercado automotor de vehículos híbridos y eléctricos con almacenamiento de energía en baterías de ión litio.

En las baterías de flujo, los reactantes en solución almacenados en tanques se bombean hacia la celda electroquímica; por ello este tipo de celdas se consideran de configuración L/S/L, es decir, reactivos electródicos líquidos en contacto con un electrolito sólido, usualmente una membrana conductora de protones. Para proveer el contacto eléctrico de las soluciones redox tanto con el circuito eléctrico externo como con la membrana polimérica, se permea las soluciones a través de fieltros de grafito, intercalados entre los colectores de corriente de grafito sólido y la membrana. Los reactantes electródicos son usualmente soluciones acuosas ácidas de iones capaces de participar en reacciones redox. La membrana polimérica que separa ambos compartimientos cumple la función de transportar protones que asisten el cambio de estado de oxidación de los iones redox, con el consiguiente cambio de pH.

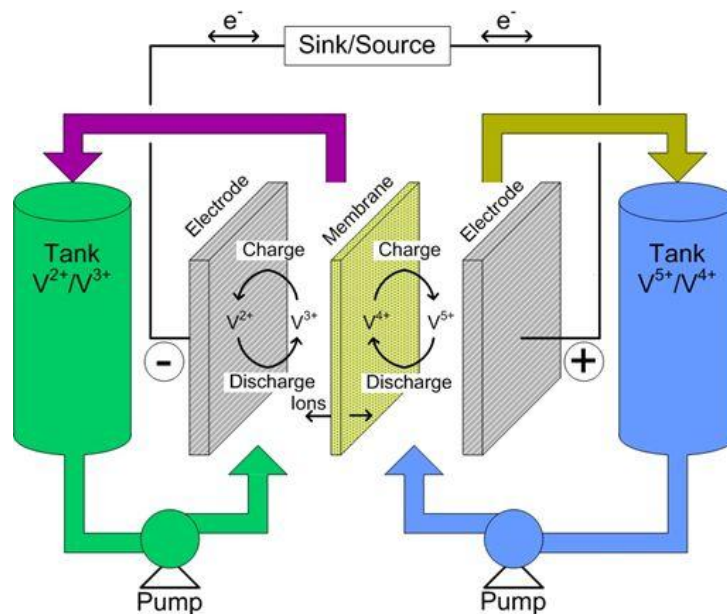


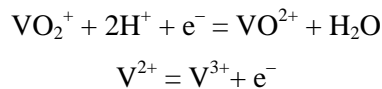
Figura 3.- Esquema de una celda de flujo (Dennenmoser et al., 2014)

Evidentemente, la capacidad de almacenamiento de carga de estos sistemas está determinada por el tamaño de los tanques de almacenamiento y no por las dimensiones de la celda,

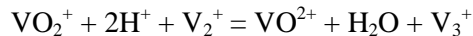
mientras que a la inversa, la capacidad de generar potencia depende de las características de la celda pero no del tamaño de los tanques. El desacoplamiento entre la capacidad de carga y la potencia facilita el diseño de dispositivos aptos para aplicaciones estacionarias que dependen del clima o la hora del día, por ejemplo en instalaciones remotas de energía solar o eólica.

Existen desarrollos de una variedad de sistemas redox utilizados en celdas de flujo (Ponce de León et al., 2006). De las diversas opciones conocidas, las celdas de flujo basadas en el sistema redox vanadio-vanadio (V/V) presentan una serie de ventajas importantes. La disposición de los elementos de una celda de flujo V/V se muestra en la figura 3. Se puede observar que pertenece al tipo de celdas L/S/L donde el electrolito es una membrana de polietileno o poliestireno sulfonado permeable selectivamente a protones y los reactivos electroquímicos son soluciones de V^{+2}/V^{+3} en el electrodo negativo (ánodo) y V^{+4}/V^{+5} en el lado positivo de la celda (cátodo), almacenados en tanques de dimensiones acordes con la capacidad de carga deseada para la aplicación.

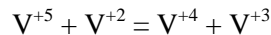
Como se representa en el diagrama, las reacciones redox involucradas para los compartimientos positivos y negativos de la celda son, respectivamente:



para una reacción neta:



que en términos de los estados de oxidación del vanadio queda expresada como:



Las celdas de flujo V/V presentan varias ventajas que las favorecen como una opción viable y económica en cierto tipo de sistemas:

- (i) no hay cambios de volumen asociados a la carga y descarga, como es el caso de las baterías de inserción S/L/S o S/S/S, con lo cual los componentes de la celda no sufren de fatiga de materiales, permitiendo un número muy grande de ciclos de carga/descarga.
- (ii) estos sistemas operan a temperatura ambiente (entre 10 y 35 °C) lo cual simplifica y abarata su diseño.
- (iii) la cinética del proceso redox es rápida por lo cual no se necesitan catalizadores.
- (iv) las eficiencias de carga y voltaje son elevadas (entre 70 y 75 %) y los valores típicos de densidad de energía específica y densidad de energía volumétrica se ubican alrededor de 15 W h kg^{-1} y 18 W h l^{-1} , respectivamente.

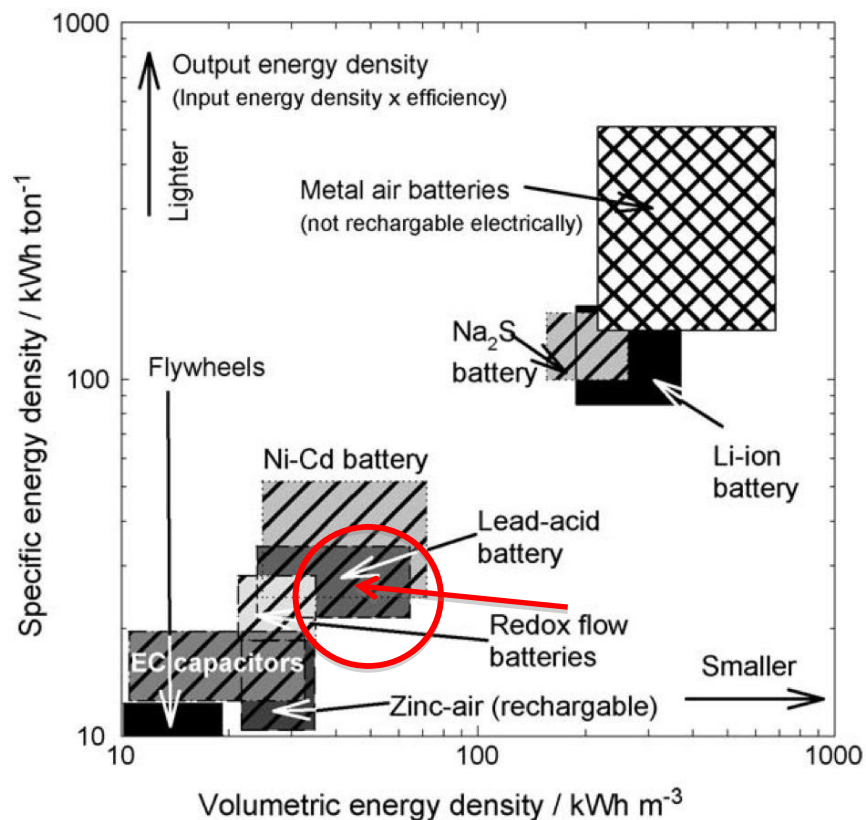


Figura 4.- Densidad energética específica vs. Densidad energética volumétrica para distintos dispositivos de almacenamiento de energía.

A efectos de comparación de estas cifras de mérito con respecto a otros sistemas de almacenamiento de energía, nos remitimos a la figura 4 tomada de (Ponce de León et al., 2006):

En este punto, cabe preguntarse ¿qué importancia puede tener para nuestro país estos dispositivos y cómo podríamos sacar ventaja de ellos? El Vanadio es un material relativamente abundante que se utiliza en la manufactura del acero, como catalizador en la producción de ácido sulfúrico y –como se describió anteriormente– como electrolito en celdas de flujo electroquímicas. El precio del mercado del Vanadio en la forma de V_2O_5 , es de 12,50US\$/kg para enero 2014 (Metal•Pages, 2014). La refinación de crudos pesados produce unos 25 kg de coque por barril (Hernández, 2014) y en el caso del crudo pesado venezolano, el coque resultante del proceso de refinación contiene una proporción de vanadio del orden del 10% (datos para crudo Boscán, (Queneau et al., 1989). Solo el Complejo Criogénico José Antonio Anzoátegui, que alberga las empresas mejoradoras Petropiar, Petrocedeno, Petromonagas y Petroanzoátegui, produce 15 mil toneladas diarias de coque lo cual a *grosso modo* representa casi US\$19.000.000 diarios a precio de mercado. Los procedimientos tradicionales para la recuperación de vanadio han sido descritos (Busch, 1961) y Venezuela cuenta con dos patentes en el tema desarrolladas en el país (Scharifker y

Arenare, 2008; Scharifker y Arenare, 2009) así como estudios en el tema (González et al., 2004). Explotar el vanadio presente en el coque residual y aprovecharlo industrialmente y como material para el desarrollo de dispositivos de almacenamiento de energía es otra oportunidad que espera su momento y que en este caso, convertiría un enorme problema (la acumulación de residuos en la zona del complejo de Jose) en una actividad productiva en muchos aspectos.

Conclusión

Al emprender la escritura de esta breve relación, se sopesaron dos alternativas: hacer un resumen de las diferentes opciones disponibles para la generación y el almacenamiento electroquímico de energía, temas en los cuales existe abundante bibliografía o seleccionar tópicos en los que hubiese experiencia previa y productos tangibles realizados en el país. Este último enfoque nos pareció más apropiado porque permitía demostrar que poseemos los recursos y la competencia científica para lograr aportes novedosos en un área tan competida como es el desarrollo de fuentes alternativas de energía. Sin embargo, del análisis resulta evidente que para explotar esas capacidades es necesario el apoyo oficial expresado en políticas públicas claras, materializadas en financiamientos otorgados en base a criterios de excelencia y su correspondiente rendición de cuentas. Es paradójico que si bien contamos con un viceministerio de “Nuevas fuentes de energía eléctrica y gestión para el uso racional” (Gaceta oficial, 2011), la suma de conocimiento y experiencia en el tema, manifiesta en trabajos de tesis de maestría y doctorado, artículos de investigación en revistas indexadas, patentes de invención, número de citas en la bibliografía especializada así como proyectos de investigación nacionales e internacionales en el área es muy escaso. Seguimos siendo un país anclado en la dependencia de su renta petrolera, de espaldas a un mundo global que cambia constantemente y que busca febrilmente alternativas energéticas más rentables del punto de vista económico, político y ambiental. El estado del arte en ese tema está muy avanzado y cada día que pasa lo será más. Por ello, es urgente actuar y en lugar de pequeños esfuerzos declarativos y burocráticos, se requiere emprender la ardua labor de construir capacidades profesionales en el área, generando conocimiento propio a través de la investigación formal, con apoyo oficial sostenido y en base a metas claras establecidas por consenso entre los actores políticos y los científicos. Cada día que demoremos en tomar la decisión, hará más difícil el cumplimiento de esos objetivos.

IX. En Relación a la Energía Eólica....

Mireya Goldwasser

Introducción

Las masas de aire en movimiento son una fuente importante de energía en forma de energía potencial, cinética y térmica. La energía generada a partir de las corrientes del movimiento del aire, es considerada como perteneciente a las energías renovables y a las tecnologías verdes ya que permite la producción de electricidad con un bajo impacto ambiental de gases de efecto invernadero al reemplazar termoeléctricas a base de combustibles fósiles, su principal inconveniente es la intermitencia del viento.

La energía de las corrientes del viento se aprovecha mediante el uso de aeromotores capaces de transformar la energía del viento en energía mecánica, utilizada tanto para accionar directamente las máquinas operadoras, como para la producción de energía eléctrica, o para la extracción de fluidos en el subsuelo (agua). La energía generada mediante este procedimiento se denomina energía eólica (Geología Venezolana, 2012).

El sistema formado por el generador eléctrico con sus sistemas de control y de conexión a la red es conocido como aerogenerador. Las aspas o hélices conforman la turbina del aerogenerador, que transforma la energía cinética del aire en energía mecánica con la que se impulsa el generador. La energía cinética del viento impulsa las aspas o hélices del aerogenerador transformándose en energía mecánica y, finalmente, en energía eléctrica a través de una turbina. (Cultivar Salud, 2013). Generalmente se usan generadores que deben rotar a mayor velocidad que la del eje de la turbina, por lo que se instala una caja de engranajes que aumenta la velocidad de rotación. La agrupación de aerogeneradores, da lugar a los denominados parques eólicos.

En los parques eólicos, los aerogeneradores suelen espaciarse entre 150 y 300 metros entre sí, o con otros obstáculos, para evitar interferencias, por lo que la instalación de parques eólicos requiere de grandes superficies. Los parques eólicos pueden instalarse sea en tierra (*onshore*) o alta mar (*offshore*), tomando siempre en consideración que la energía del viento es particularmente fuerte en ausencia de obstáculos, como para los casos de superficies planas a lo largo de la costa y en alta mar (Cultivar Salud, 2013). En la parte continental, los lugares más adecuados para instalaciones eólicas son las zonas más ventiladas como las costas y colinas. Los parques *offshore* han experimentado un crecimiento importante en los últimos años, siendo Europa el líder mundial en energía eólica marina con más de 90% de la capacidad instalada en el mundo. Según predicciones de la Wind Energy European Association (WEEA, 2012), alrededor de un cuarto de la energía eólica de Europa podría ser producida en alta mar para el 2020.

El potencial eólico técnicamente aprovechable es altamente sensible a la capacidad tecnológica de aprovechamiento. En tal sentido, a medida que evoluciona el nivel técnico de los aerogeneradores, con el aprovechamiento de mayores rangos de velocidad del viento,

los potenciales aumentan progresivamente (Comunidad Autónoma del País Vasco, CAPV, 2005). La cantidad de energía suministrada por los parques eólicos depende de: el diseño de aerogenerados utilizados, la situación de las turbinas y la velocidad del viento de cada localización, lo que conlleva a que la potencia máxima extraíble varíe para cada región. La figura 1 muestra el Parque Eólico de Paraguaná, Estado Falcón, Venezuela



Figura 1. Parque Eólico de Paraguaná, Estado Falcón, Venezuela. (Fuente: Geología Venezolana, 2012).

- ***Situación actual/proyectos en desarrollo***

La industria eólica ha crecido rápidamente a nivel mundial, a finales del 2000 la producción eólica instalada en el Planeta, era solo de aproximadamente 18 GW con una generación eléctrica anual aproximada de 20.000 GWh y un aporte energético de 1,7 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) para un consumo cercano a los 10 Gtep (Gigatoneladas equivalentes de petróleo) (CAPV, 2005). Sin embargo, el incremento logrado actualmente es importante; solo en Europa, la capacidad instalada aumentó de 13 GW a finales del 2000 a 238 GW a finales del 2011, lo que corresponde a un 70% de la potencia eólica instalada a nivel mundial, que cubre alrededor de 3% del consumo de electricidad mundial, el cual se incrementó a 280 GW para el cierre del 2012 (WEEA, 2012). Similarmente, en EE.UU. la capacidad eólica *offshore* aumentó de 1,5 GW en 1992 a 45 GW a finales de 2011, con más de 3% de la generación total de electricidad y en el año 2012, la energía eólica fue la mayor fuente de nueva energía para la generación de electricidad, proporcionando alrededor del 42% de toda la nueva capacidad.

A nivel mundial, la capacidad eólica en todo el mundo alcanzó 296 GW a finales de junio de 2013, de los cuales 14 GW se incrementaron en el primer semestre del 2013 comparados con 16,5 GW en el 2012 según datos publicados por la World Wind Energy

Association (WWEA, 2013). China, EE.UU., Alemania, España e India, son los países con mayor instalación de generación eólica, y en conjunto representan el 73% de la capacidad eólica mundial. En el primer semestre del 2013, cuatro países instalaron más de 1 GW de nueva capacidad: China (5,5 GW), el Reino Unido (1,3 GW), India (1,2 GW) y Alemania (1,1 GW), mientras que en el 2012, sólo tres países tenían un volumen de mercado de más de 1 GW. La Figura 2 muestra la evolución de la capacidad eólica mundial total instalada 1996-2012.

Muchos países del norte de Europa aprovechan los vientos fuertes para generar energía, siendo Dinamarca el país con el uso más generalizado de la energía eólica, seguido de Alemania, Holanda y España (Cultivar Salud, 2013). En el 2012 la energía eólica representaba el 26% de toda la nueva capacidad instalada de energía de la UE, con inversiones entre € 12,8 mil millones y € 17,2 mil millones. Actualmente, cumple con el 7% de la demanda de electricidad de Europa, comparado con el 6,3% alcanzado a finales de 2011 (WEEA, 2012).

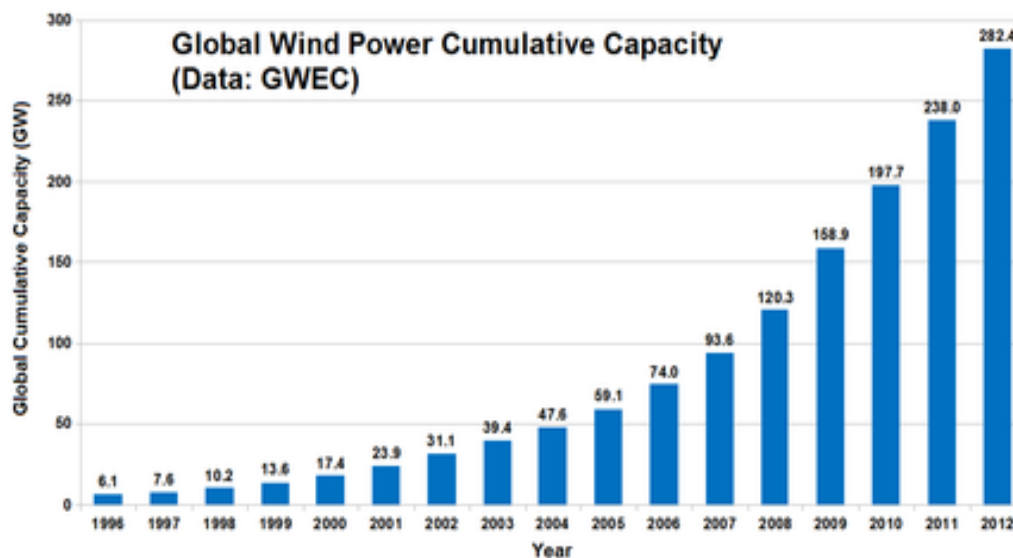


Figura 2. Capacidad eólica mundial total instalada 1996-2012. (Fuente: Global Wind Energy Council, 2012)

La Unión Europea (UE), se ha trazado objetivos muy ambiciosos en el desarrollo de energías renovables, especialmente de energía eólica, con la finalidad de ejecutar sus compromisos internacionales en materia de reducción de CO₂, así como de reducir su dependencia energética, posibilitando a su vez la creación de un sector industrial emergente con gran capacidad de generar riqueza y empleo, y de incrementar su potencial exportador (CAPV, 2005).

A nivel Latinoamericano Brasil, Honduras, Republica Dominicana, México, Argentina y Colombia utilizan esta tecnología, con Argentina, Brasil y México ubicados entre los 10 países con mayor tasa de crecimiento. Brasil y México representan los

mayores mercados de América Latina, Brasil aumentó su capacidad de 1.425 MW a 1.543 MW, México, de 929 MW a 1.002 MW (González Minguenza C. y López D., 2013).

En Centro América, la energía eólica crece aceleradamente, el sistema energético de Costa Rica reportó en diciembre del 2011 una capacidad instalada de 2.590 MW de los cuales 129 MW corresponden a plantas eólicas. Gamesa, líder tecnológico global en la industria eólica, ha contratado con Costa Rica la construcción, suministro e instalación de un parque eólico de 50 MW para Globeq Mesoamerica Energy (GME, 2014), La finalización del proyecto, está prevista para finales de 2014-principios de 2015. Guatemala proyecta invertir \$125 millones de dólares para la instalación de 50 MW de capacidad (Prensa Libre, 2011). Similarmente, Honduras inauguró en el 2012 el primer parque eólico del país que representa el proyecto eólico más grande de Centroamérica, con un total de 102 MW de capacidad instalada (GME, 2013), y Nicaragua cuenta con 63 MW de energía eólica instalada.

Los diez mayores mercados mundiales para nuevos aerogeneradores incluyen a Australia (475 MW), Dinamarca (416 MW), Rumania (384 MW) y Canadá (377 MW) junto a China, Reino Unido, India, Alemania y Suecia (526 MW). Brasil es el país latinoamericano con el mayor mercado de energía eólica, ocupando el décimo lugar y añadiendo 281 MW (WEEA, 2013).

- ***Situación actual/ proyectos en desarrollo en Venezuela***

Dada la existencia de grandes reservas de hidrocarburos de origen fósil (petróleo, gas, carbón) en Venezuela, aunado a los bajos costos de combustibles, subvencionados por el estado, ha hecho que el uso de las fuentes alternativas de energía no represente una opción relevante para la producción de energética del país. Sin embargo, debido al aumento considerable de la demanda interna de combustibles para la generación eléctrica, el aumento en el costo de la producción petrolera, el apremio internacional por la lucha contra el cambio climático, la contaminación, la emisión de gases de efecto invernadero y la preocupación a nivel internacional por el posible agotamiento de las energías fósiles, ha abierto un nuevo interés alrededor de las energías renovables y su inclusión en los planes nacionales de desarrollo y un mayor énfasis en las políticas de conservación ambiental. (MPPCT, 2013).

En relación al uso de energía eólica, Venezuela cuenta con privilegiadas potencialidades energéticas naturales, gracias a su ubicación, debido a la presencia de vientos alisios en sus costas, considerados como supremos a nivel mundial (Geología Venezolana, 2012). En tal sentido se destaca la región costera noroccidental con un promedio de velocidad del viento de 11 m/s considerado excelente y atractivo para la generación de energía eléctrica, y el potencial de la franja costera central para la instalación de aerogeneradores pequeños y bombeo de agua (Posso, F., 2004 y 2013). La generación eólica, en conjunto es de 175,6 MW, se generan 100 MW en el Parque Eólico Los Taques, en el estado Falcón y 75,6 MW en el Parque Eólico La Guajira, en el estado Zulia, actualmente culminada la Fase I-A, con 25,2 MW (Corpoelec, 2013). En la Figura 3 se muestra Potencial Eólico del Territorio Venezolano.

Recientemente, el estado venezolano, quien controla toda la estructura del sistema energético nacional, está impulsando acciones de fomento y desarrollo de las energías renovables, como se evidencia en el Plan de Energías Alternativas para Venezuela, elaborado por el Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica (MPPEE, 2013). El plan contempla como meta que para el 2016, el 6 % del consumo eléctrico nacional sea suplido por fuentes alternativas, de manera que en 5 años las energías alternativas contribuyan con aproximadamente 11.100 GWh/año, estableciendo como meta que, para el año 2030, estas energías satisfagan el 12 % de la demanda nacional de electricidad.

Esto ha motivado cierto interés por parte de instituciones académicas y centros de investigación a nivel nacional, para llevar a cabo actividades de investigación y desarrollo sobre tecnologías alternativas de energía.

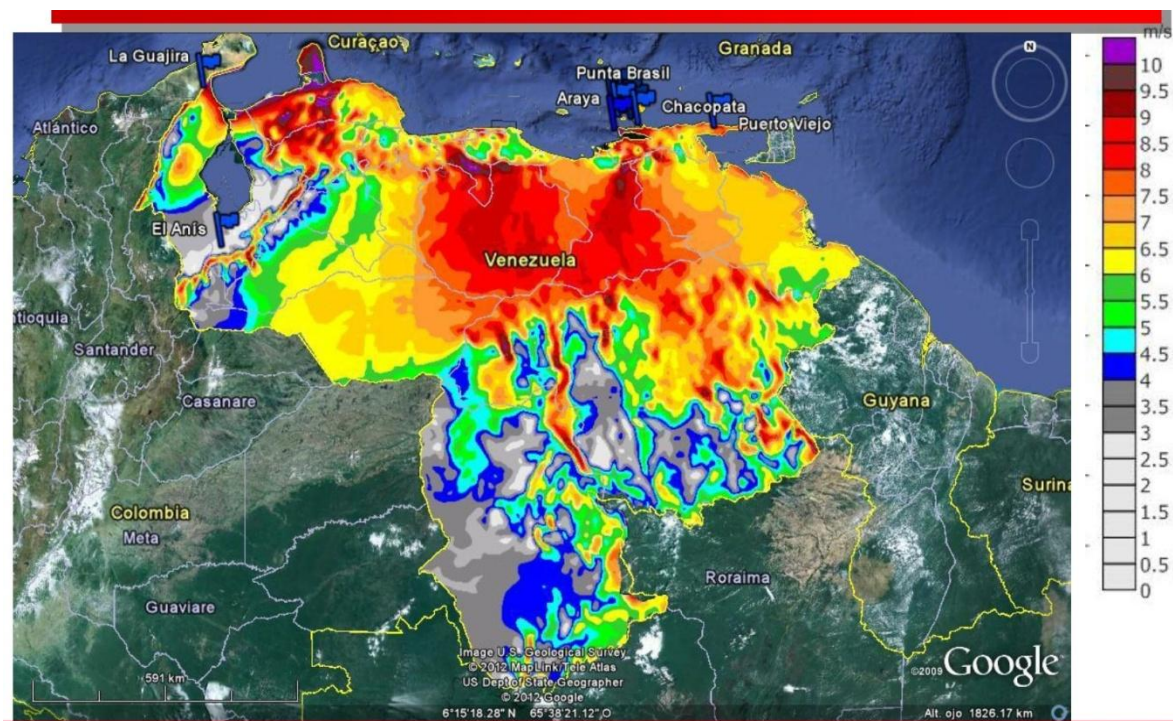


Figura 3. Potencial Eólico del Territorio Venezolano. (Fuente: Corpoelec, junio 2013)

Para apoyar esta iniciativa, el MPPCTI está creando la "Red de Fuentes Renovables de Energía", la cual actualmente se encuentra en pleno desarrollo.

En la tabla 1 se muestra las actividades de investigación y desarrollo en el campo de las energías alternativas, las instituciones donde se lleva a cabo la investigación y los temas que se están desarrollando.

Tabla 1. Actividades de investigación y desarrollo en el campo de las Energías Alternativas en Venezuela (Fuente: RED “Fuentes Renovables de Energía”, MPPCT, 2013).

Institución	Campo Temático	Especialización
Fundación Instituto de Ingeniería (FII)	Energía Eólica Energía Solar Eficiencia Energética	Diseño y fabricación de palas Desarrollo de prototipos de aerogeneradores de baja potencia Reingeniería de equipos eólicos Mediciones meteorológicas Aplicaciones solar-fotovoltaica y solar térmica Estudio y diseño de sistema híbridos para aplicaciones locales Evaluación de equipos y sistemas eléctricos Nuevos materiales
Instituto Zuliano de Investigaciones Tecnológicas (INZIT)	Energía Eólica Energía Solar Fotovoltaica Biomasa	Diseño y fabricación de aerogeneradores de baja potencia Investigación y desarrollo de semiconductores para aplicaciones fotovoltaicas e iluminación Investigación, desarrollo y evaluación de biomasa como recurso energético
Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas (IVIC)	Energía Nuclear Energía Solar Almacenamiento de Energía Electroquímica	Investigación y aplicaciones de las radiaciones ionizantes Fotocatálisis Nanotecnología Hidrógeno y celdas de combustible Energía nuclear con fines pacíficos
Instituto de Energía (INDENE) Universidad Simón Bolívar	Energía Eólica Energía Solar Térmica Eficiencia Energética	Diseño y desarrollo de aerogeneradores de baja potencia Aplicaciones solares térmicas para la desalinización de agua Evaluaciones de equipos y sistemas eléctricos y auditorías energéticas Modelaje de turbinas
Experimental Francisco de Miranda (UNEFM)	Energía Eólica Energía Solar	Sistemas híbridos Desarrollo de tecnologías apropiadas para zonas rurales
Universidad de Los Andes (ULA), sedes Mérida y San Cristóbal	Energía Solar Fotovoltaica Minihidráulica Electroquímica	Materiales semiconductores para aplicaciones fotovoltaicas Celdas de combustible Estudios de la energía
Universidad del Zulia (LUZ)	Eficiencia Energética Energía Solar	Evaluación y desarrollo de equipos eléctricos Desarrollo de materiales semiconductores para aplicaciones solares y de iluminación
Universidad Central de Venezuela (UCV)	Biomasa Electroquímica	Caracterización de biomasa, diseño y desarrollo de biodigestores para aplicaciones rurales e industriales Celdas de combustible

- **Observaciones Generales**

Actualmente a nivel internacional, se considera que la industria eólica ha superado la etapa de I & D y se explota de forma industrial. El estado actual de la energía eólica permite su explotación de manera confiable desde el punto de vista técnico con rentabilidad económica y con impactos ambientales poco significativos.

Los mayores inconvenientes de esta fuente energética radican en que es intermitente, con una disponibilidad aleatoria por lo que no siempre puede obtenerse la potencia deseable, lo que obliga a tener cierta capacidad de generación ociosa de otro tipo, de modo que no se produzcan interrupciones del suministro cuando disminuye o cesa el viento. No puede ser almacenada como tal, lo que encarece el coste; es dispersa y se necesitan grandes superficies para su instalación. Según el escenario Nueva Política de la AIE, el mercado anual de energía eólica se mantendrá básicamente similar hasta el 2015 para luego bajar en la segunda mitad de esta década a un 10% por debajo del mercado de 2011. Asimismo predice que hasta 2030 el mercado anual descenderá de forma gradual para después mantenerse uniforme hasta el final del periodo. Basándose en estos datos la capacidad instalada acumulada seguiría alcanzando los 587 GW para 2020 y 918 GW para 2030 (GRENPEACE, 2012).

Dentro de los datos publicados por la World Wind Energy Association para el primer semestre del año 2013 (WWEA, 2013) se destacan los siguientes aspectos de la situación actual de la energía eólica:

- *Por primera vez, los mercados más dinámicos en energía eólica se encuentran ubicados vez en todos los continentes.*
- *Se logró la producción de 14 GW de nuevas instalaciones en el primer semestre de 2013, en comparación con 16.5 GW en el 2012.*
- *La capacidad eólica instalada a nivel mundial ha alcanzado 296 GW y se predice que alcance 318 GW para finales del año 2013*
- *China, Alemania, India y el Reino Unido fueron los principales mercados en el 2013*
- *La dramática depresión experimentada por EE.UU. llevó a la disminución global, parcialmente compensada por la aparición de nuevos mercados*
- *A nivel mundial, Argentina, Brasil y México se encuentran entre los países con mayor tasa de crecimiento en instalaciones eólicas.*

Para Venezuela, el desarrollo de las energías alternativas en general y de la energía eólica en particular no se avizora como una alternativa prioritaria a desarrollar en corto o mediano plazo. A pesar de que Venezuela cuenta con un alto potencial aprovechable, aunado a una demanda de energía insatisfecha y al desarrollo energético con alternativas a la dependencia de la energía fósil, sería necesario un profundo interés del estado acompañado de la adjudicación de recursos y formación de personal altamente calificado, para lograr un desarrollo relevante de las energías renovables. Aún cuando ha habido intención por parte del estado venezolano del desarrollo de las energías alternativas, este no ha sido sostenido en el tiempo.

X. Avances previsibles en la generación, transmisión y distribución de electricidad

José Manuel Aller

Antecedentes

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha sido desde la década de los 60 una de las áreas donde el sistema político venezolano había cosechado los mayores éxitos tecnológicos de la democracia. Uno de los mayores logros de esa década fue la consolidación de los planes eléctricos nacionales para el establecimiento de un sistema interconectado de generación, transmisión y distribución con amplia cobertura nacional y que hiciese buen uso de los importantes recursos energéticos existentes. Venezuela contaba en los 70 tanto con centrales hidroeléctricas como con un sistema de transmisión de importancia y reconocimiento mundial. El sistema de distribución se operaba con varias empresas públicas y privadas de gran desempeño, pero otras tenían con grandes dificultades. Existía una visión clara de la necesidad de la energía eléctrica para el desarrollo del país y una voluntad de llevar la electrificación a los rincones más recónditos de la geografía nacional.

Es en la década de los 70 que se unifican las frecuencias de todo el país y durante los 80 se automatizan en la Oficina de Planificación de Sistemas Interconectados (OPSI, 2005) todas las decisiones de planificación y operación interconectada del SEN. En los años 80, las empresas eléctricas, las universidades y las empresas de consultoría realizan la planificación de lo que ha de ser el SEN en el mediano y largo plazo (5-25 años). Muchos de esos planes se concretaron en grandes centrales hidroeléctricas y desarrollos industriales que hacían uso de esta energía, permitiendo el ahorro de combustibles fósiles (CADAPE, 1960).

A mediados de los 70 hace su aparición la primera crisis del sector eléctrico, posterior a un crecimiento rápido y poco planificado de la demanda, ocasionada por el desenfadado incremento de los precios del petróleo. Esta crisis no fue estructural y pudo ser resuelta por la instalación masiva de centrales turbo jet en los puntos críticos, por la entrada en operaciones de la planta Tocoa y por la culminación de la segunda etapa de Guri. La sucesión de gobiernos populistas han hecho muy poco por racionalizar el uso de la energía que se consideraba ilimitada y virtualmente sin costo. Esto acostumbró a todos los sectores a ser dispendiosos en el uso de la electricidad, utilizando grandes cantidades en empresas poco rentables y sin evaluar los costos reales del servicio eléctrico. Esta situación desencadenó en pérdidas no técnicas superiores al 30% de la energía, tarifas congeladas durante los último once años, problemas técnicos en el suministro y racionamiento del recurso.

En la década de los 90 comienzan en cierta medida la falta de inversión en el sector, especialmente forzada por precios deprimidos del petróleo. A finales de los 90, con el deterioro progresivo de los partidos políticos y de las instituciones del Estado, aparecen nuevos actores que introducen nuevos paradigmas. Desaparecen algunos valores como la meritocracia y la excelencia que son reemplazados por sentimientos reprimidos que poco

tienen que ver con la productividad. Se intensifica la emigración de profesionales en muchos ámbitos de la tecnología, la medicina y la investigación. El resultado de la desinversión, la deficiente gerencia, la centralización, la corrupción, la desmotivación y el deterioro de la infraestructura, unido a un excesivo consumo de energía en todos los sectores, trae por consecuencia la situación presente del sector eléctrico: Una crisis estructural de grandes dimensiones e imprevisibles consecuencias (MPPEE, 2010).

Durante el período 1999-2013 los cambios políticos ocurridos en el país han deteriorado sin duda alguna todos los indicadores del servicio eléctrico en Venezuela (tasa de fallas, tiempo de restitución del servicio, interrupciones, capacidad firme, comercialización, pérdidas no técnicas, costos, disponibilidad, etc.). El proceso de centralización, politización, falta de planificación, abandono del mantenimiento, desprofesionalización, burocratización y corrupción generalizada tienen a la población sufriendo una crisis estructural de grandes proporciones que reduce la productividad y calidad de vida de todos los ciudadanos. Por otra parte, en un intento por ocultar esta realidad, el gobierno censura la información eléctrica oficial y mantiene un enorme secretismo sobre todas las variables del sector que impide realizar una auditoría completa del SEN que permita realizar los correctivos necesarios.

Situación actual/proyectos en desarrollo

En la actualidad el SEN cuenta con un sistema de generación que tiene una capacidad instalada de unos 30.000 MW, de los cuales solamente 19.000 MW están en capacidad operativa (pero no disponibles todo el tiempo en parte por deficiencias en la transmisión y falta de combustibles fósiles). Por otra parte, la demanda del sector ha venido creciendo sistemáticamente en la última década a un tímido promedio de entre 3,5 y 4% ínter anual, colocando la máxima demanda del sistema por encima de 18.000 MW en horas y días pico del año 2013. En resumen, el país requieren unos 130.000 GWh por año y es necesario racionar alrededor de unos 1000 MW diariamente en horas pico. El 70% o más de esta demanda está siendo satisfecha por generación hidroeléctrica debido a que el parque térmico está muy deteriorado y se carece del gas necesario, debido a la poca inversión en su mantenimiento y las nuevas plantas tienen retrasos muy importantes en su ejecución y operación (León, 2012). Se instaló generación distribuida en un intento por reducir la crisis, pero esta solución es muy ineficiente, de compleja operación y mantenimiento. Se paralizan los desarrollos hidroeléctricos del Alto Caroní debido a razones de impacto ambiental, pero sin contemplar desarrollos alternos.

El sistema de transmisión dejó de expandirse en los años 80 y en tres décadas solamente se han construido algunos kilómetros de líneas de subtransmisión y distribución. Incluso las labores de mantenimiento en caliente que se realizaba en los sistemas troncales de 765 kV, 400kV y 230 kV también fue abandonado con el consiguiente incremento en las salidas forzadas de sistema. La reposición de equipos en las subestaciones y su operación en condiciones de sobrecarga producen frecuentes interrupciones del servicio que repercuten desfavorablemente en la producción y en la calidad de vida de los ciudadanos.

La centralización y estatización de todas las empresas del sector en el 2007 bajo la nueva empresa denominada (CORPOELEC, 2010), tiene una gerencia desorganizada, en manos no profesionales que agudiza la incapacidad del Estado para suplir de energía

eléctrica a todas las necesidades del país. El resultado es una política de racionamiento sistemático y creciente que se intenta mantener velado durante más de dos años. Las empresas que venían produciendo, transmitiendo y distribuyendo la electricidad pierden sus objetivos corporativos ante nuevos lineamientos que reemplazan la eficiencia, la calidad del servicio y la reinversión por nuevas funciones de "mayor contenido social" y la escasa claridad en sus competencias.

Durante el año 2008 se procede a realizar un cambio de horario solar en el país que repercute negativamente en el consumo energético. El programa de sustitución de bombillos incandescentes por bombillos de bajo consumo es abandonado y al cabo de unos cuantos meses se pierden todos los logros alcanzados por esta política energética. En la Fig. 1 se presenta la situación

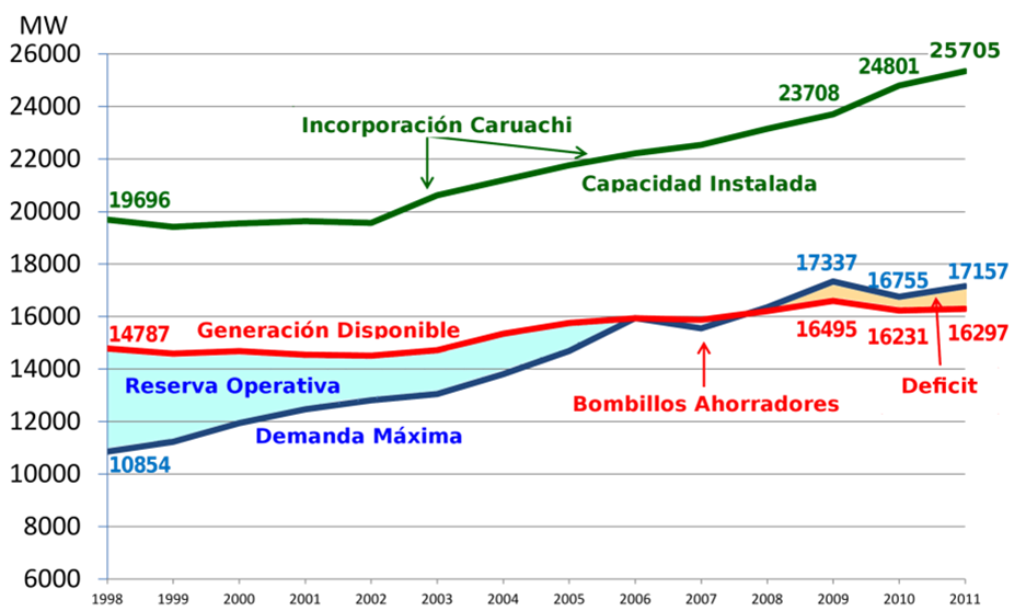


Fig. 1: Demanda máxima, capacidad instalada y generación disponible 1998-2011 (Fuentes: OPSIS, CNG, CORPOELEC)

Al mismo tiempo aparece una nueva figura que es el Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica. Este ministerio se encarga de producir las políticas para el desarrollo eléctrico y se convierte rápidamente en un ingrediente adicional a la crisis existente. La dirigen ministros con escasa comprensión del problema eléctrico, carece de los recursos e información necesaria para implantar políticas correctas y se convierte rápidamente en un factor adicional de politización y pésima gerencia. En la actualidad el más reciente de los ministros nombrados en esta cartera, el Teniente Jesse Chacón, sin ninguna preparación en este campo asegura que en 100 días puede resolver la crisis estructural que tiene el sector (Chacón, 2013). Muchos profesionales han respondido a las aseveraciones y cifras temerarias planteadas en este plan y a sus supuestos resultados (Aguilar, 2013). En la Fig. 2 se hace una revisión de los logros en los primeros 80 días del plan propuesto. La Fig. 3 muestra la composición actual de los suscriptores del sector eléctrico en Venezuela (CORPOELEC, 2010)

Reporte del Min. PP EE 18 de julio de 2013, sobre avances del "Plan de 100 días" en Generación								
Nombre de la Planta	Unidad	Estado	Mw instalados	Mw logrados	Mw nuevos	Mw existente	Mw cortos	Observaciones
Josefa Camejo	2	Falcón	150	150		150	0	Reparación anual
La Cabrera	1	Aragua	170	150	170		20	Unidad de 170 Mw
TZ II	5	Zulia	150	150		150	0	¡14 meses fuera de servicio!
Alfredo Salazar	1	Anzoátegui	70	60		70	10	
Guanta	6	Anzoátegui	70	60		70	10	
LCA	6	Nueva Esparta	20	20		20	0	Reparada en 2011
Guaicaipuro (Casigua)	5 y 6	Zulia	30	30	30		0	
Táchira	7	Táchira	20	20		20	0	
Guri	10	Bolívar	400	360		400	40	No hay aporte adicional. Ni en Guayana, ni en resto de Venezuela para suplir la demanda
Gen. Dist	32	Varios	32	32	32		0	
Fte. Cauyimara	1 y 2	Bolívar	30	30	30		0	
P. Eólico La Goajira	4	Zulia	8	8	8		0	
Totales en Mw			1150	1070	270	880	80	80 Mw o 7 % de la capacidad no fue recuperada por mantenimientos y puesta en marcha
Totales en %					23.5%	76.5%	7.0%	
Totales Neto para el país Mw			670	Lo que se vende como "107 % de logro", realmente sólo tiene una efectividad del 58,3 % para las necesidades reales del SEN				

Datos: Min. PP EE, CORPOELEC y CND Análisis Ing. José G. Aguilar @800GWHMWH CISE & ESP

Fig. 2: Comparación de los logros del programa de 100 días del MPPEE (Aguilar, 2013)

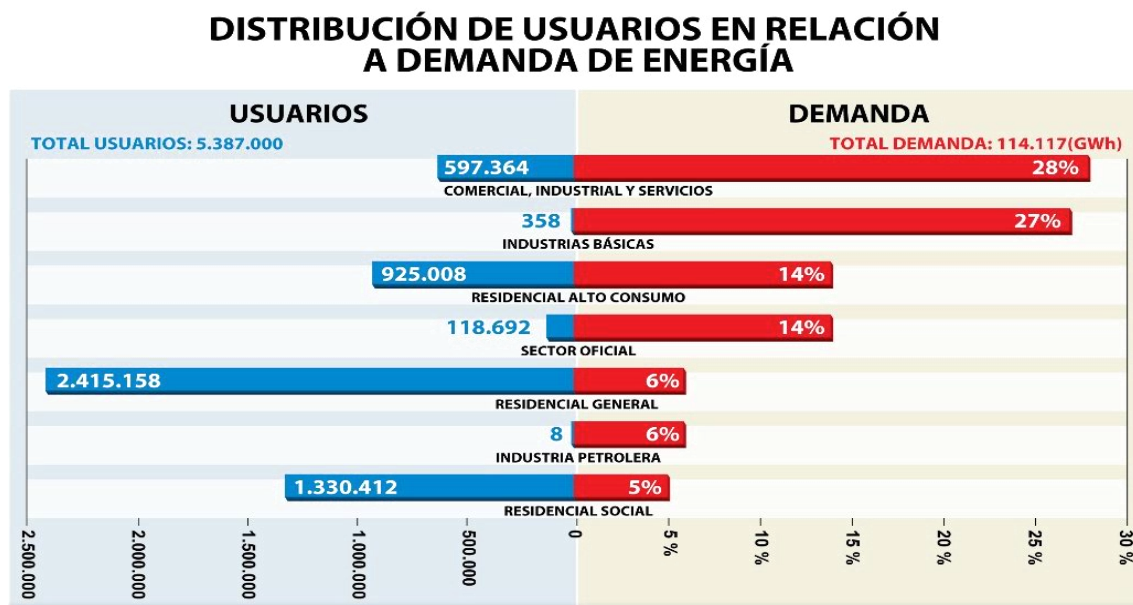


Fig. 3: Distribución de los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional (CORPOELEC, 2010)

Oportunidades de investigación y desarrollo

La crisis del sector eléctrico como toda crisis representa una oportunidad muy valiosa para la investigación y el desarrollo de Venezuela. Tal vez la limitación más

importante a estas oportunidades están en los problemas asociados con la emigración de profesionales altamente calificados que buscan mejoras económicas, sociales y una vida más segura en otros países. Esta crisis afecta especialmente al sector académico donde las políticas de la actual administración han reducido la actividad de las universidades y centros de investigación a niveles de subsistencia, sin dotación de equipos, sin materiales ni suministros para los laboratorios, sin libros ni revistas, escasa formación de cuadros de reemplazo, reducción de personal, desatención de la infraestructura y salarios no competitivos para los académicos e investigadores. Por otra parte, los pocos investigadores capacitados en realizar los análisis y las propuestas que permitan solventar la crisis del sector no cuentan con información oficial que permita sus análisis y en todo suele ser indispensable mostrar lealtad y compromiso con el partido de gobierno para poder participar en cualquier iniciativa.

A pesar de este panorama hostil a la investigación y el desarrollo del sector eléctrico venezolano, es muy importante que tanto las universidades como los centros de investigación participen en varias líneas prioritarias entre las cuales se destacan:

- Planificación de la matriz energética venezolana desde las fuentes primarias hasta el usuario final. Evaluación de su evolución con el tiempo
- Planificación de la demanda a corto, mediano y largo plazo
- Planificación del sistema eléctrico nacional tanto en generación, transmisión y distribución
- Redes inteligentes
- Sistemas SCADA
- Despacho económico
- Transmisión en corriente continua
- Sistema híbridos de generación
- Sistemas aislados
- Regulación del sistema eléctrico de potencia mediante Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna (FACS)
- Incorporación de fuentes alternas de energía tales como solar, eólica, geotérmica, mareomotriz, etc.
- Desarrollo de sistemas para incrementar la eficiencia energética y reducir pérdidas
- Auditoría energética y sistemas integrados de gestión energética
- Reconversión industrial y automatización de procesos productivos
- Diseño de equipamiento eléctrico tales como motores, transformadores, cables, fusibles, interruptores, medidores inteligentes de energía, líneas, herrajes, aisladores

Sugerencias y propuestas

Como consecuencia de las acciones u omisiones en el SEN durante más de 15 años de gestión ineficiente, politizada e irresponsable, se ha producido una crisis estructural que puede afectar gravemente la calidad de vida de todos los ciudadanos y la seguridad del Estado. La magnitud de esta crisis está aun por sentirse en su dimensión real y requiere acciones urgentes que permitan reducir sus devastadores efectos. La solución del problema

eléctrico nacional puede requerir por lo menos cinco o seis años para ser resuelto si se acometen con urgencia las acciones adecuadas. Algunas de estas acciones pueden ser:

- Convocar sin distinciones políticas a los técnicos más capaces del país para formular un plan de acciones que solucione la crisis del sector: Este equipo de alto rendimiento, con información auditable y experticia técnica en la planificación, operación, gestión y mantenimiento del sistema debe elaborar un plan concreto y factible tanto técnica como económicamente para la solución de esta crisis. Este plan debe comprender todos los aspectos fundamentales del servicio eléctrico, desde las fuentes primarias de la energía, su generación, la transmisión, la distribución y la comercialización.
- Desarrollar un plan intensivo y sostenido en el tiempo de ahorro energético, concienciando a todos los ciudadanos sobre el respectivo impacto en su calidad de vida y en la capacidad productiva del país. Este plan debe estar orientado a todos los sectores, a las empresas, industrias, comercios, gobiernos locales y nacionales, así como a todos los habitantes. En los sectores productivos debe orientarse a la eficiencia que se resume en producir más consumiendo menos para lo cual se debe automatizar, auditar e invertir en tecnología eficiente. Los sectores residenciales deben ser educados para que puedan evaluar el impacto de sus consumos y como mantener o incluso mejorar su calidad de vida consumiendo menos energía.
- Retomar y mantener el plan de recambio de luminarias de bajo consumo energético y fomentar el uso de equipos eléctricos de alto rendimiento. Atención especial debe tenerse con los sistemas de refrigeración que tienen un alto impacto en el consumo eléctrico nacional y tienen potenciales de ahorro apreciables utilizando nuevas tecnologías y automatismos.
- Adelantar en una hora la actual hora legal del país para aprovechar mejor las horas de luz solar, especialmente en el pico de la demanda que ocurre al regresar la población a sus hogares.
- Reconversión de las industrias básicas con altos consumos de electricidad a productores de bienes de alto valor agregado y competitivos internacionalmente. El patrón de los años 60, donde las fuentes de energía eléctrica eran virtualmente infinitas no es sostenible a medida que crece la población. Es necesario producir mayor valor agregado con menos energía.
- Recuperar inversiones en el sector eléctrico mediante un sistema tarifario justo. Con una gestión eficiente y pulcra de los recursos, el costo del servicio eléctrico podría ser asumido principalmente por los usuarios aun cuando se mantenga a ciertos sectores subvencionados debido a las desigualdades económicas y sociales existentes en el país. Esto liberaría importantes recursos para ofrecer otros servicios a la población tales como educación, salud, seguridad, agua, etc.
- Reducir o incluso eliminar los consumos clandestinos de electricidad dotando a todos los consumidores de medidores precisos. Más de la mitad de los clientes del servicio eléctrico no tienen medidores de energía y o no son facturados o se les cobra un estimado del consumo en función de su posible demanda. Esta situación hace inviable muchas políticas destinadas a racionalizar el consumo de los beneficiarios del servicio eléctrico.

- Responder económicamente a cada uno de los clientes por los daños a sus equipos, pérdida de calidad de vida o productividad por los problemas relacionados con la calidad del servicio eléctrico.
- Realizar las inversiones necesarias para recuperar el sector eléctrico y hacer un seguimiento profesional y detallado de los cronogramas de ejecución, involucrando plenamente a todos los ciudadanos. Es indispensable impedir la censura a la información oficial que propicia el gobierno para poder realizar auditorías a la gestión eléctrica.
- Reestructurar las empresas del sector eléctrico, recuperando la mística de excelencia y buen servicio que muchas de ellas tenían en décadas pasadas, descentralizando e incluso privatizando la distribución, mientras se centraliza tanto la generación como la transmisión.
- Propiciar inversiones y condiciones legales para la producción de equipamiento eléctrico en el país.
- Priorizar el mantenimiento de todo el sistema eléctrico. Actualmente se prefiere la instalación de nuevos equipos a la repotenciación de unidades. Buenas técnicas de mantenimiento reducirían las inversiones y los costos asociados con la operación del sistema.

XI. Conclusiones Generales / Recomendaciones

Criterios para el establecimiento de la matriz energética de Venezuela.

En un país como Venezuela, su estrategia de desarrollo energético pasa por establecer un balance adecuado de su matriz energética, que a la vez que satisfaga las necesidades de exportación para obtener las divisas necesarias para el desenvolvimiento económico de la nación, utilice combustibles fósiles de menor producción de gases de efecto invernadero, desarrolle sumideros de carbono para atenuar el efecto planetario de la venta de sus productos, expanda la contribución de las energías no renovables y no convencionales, evalúe la pertinencia de utilizar las reservas hidroeléctricas al sur del río Orinoco en concordancia con los valores ambientales de los ecosistemas y comunidades indígenas que pudieran ser afectados; cuantifique y prospecte las demandas nacionales requeridas para la producción e industrialización de hidrocarburos, para el desarrollo y expansión de la industria de acero y aluminio, para la climatización de las viviendas y el transporte público urbano, suburbano y regional tanto basado en motores de combustión interna como en sistemas movilizadores mediante electricidad.

Orientaciones sobre la localización de las áreas de explotación petrolera y el modo de conciliar su integración a los desarrollos regionales.

Venezuela estará sometida a las consecuencias de las decisiones mundiales en materia de producción energética. Todo apunta a considerar que Venezuela se abocará al desarrollo de la FPO, como ya se viene ejecutando. Una posibilidad insuficientemente considerada en la literatura disponible es la estimulación y extracción de petróleo en gran escala de campos considerados maduros y actualmente en abandono. En ausencia de esa posibilidad Venezuela debe atender el desarrollo de la FPO de manera integral y debe estudiar la factibilidad de su explotación desde esa óptica. Bajo el enfoque integral resulta urgente y prioritario acometer una evaluación de la capacidad de soporte social y económico que poseen las comunidades asentadas en la FPO para sobrellevar la dinámica de su explotación.

La relación apropiada de fuentes energéticas para uso interno.

Venezuela no debería abandonar el uso de sus recursos energéticos renovables, como los hidroeléctricos sin realizar un escrutinio exhaustivo de sus posibilidades, muchas de ellas aún no estudiadas. Las circunstancias mundiales imponen un diálogo permanente del conocimiento energético y ambiental, tanto en el ámbito académico como en el institucional y en el empresarial del país.

La complejidad de la estrategia energética para cumplir con la tarea de captar divisas para el desarrollo y cumplir con la seguridad energética nacional.

La estrategia energética de Venezuela es compleja, pues debe asumir la responsabilidad de suministro seguro, confiable y ambientalmente satisfactorio a todos sus ciudadanos, pero, también tiene que producir hidrocarburos para colocarlos en el mercado internacional a fin de obtener los recursos económicos que exige su desarrollo. Por ello

debe estudiar atentamente la estrategia que hayan desarrollado países en condiciones similares, tal vez hasta el momento hay que poner atención a las actuaciones de México al respecto. Si los escenarios planteados se confirman, Argentina, Brasil y Colombia serían otros países que deben ser objeto de atención similar.

La declaración de Venezuela como país energético

La mayor lección obtenida de estas consideraciones es que Venezuela antes que un país petrolero es un país energético. Una estrategia de desarrollo energético es integral y comprende múltiples materias, porque a fin de cuentas, las decisiones que se tomen afectan a todos los ciudadanos del país. En la actualidad los elementos esenciales para iniciar la estructuración de una estrategia energética son: disponibilidad del recurso y reservas, costo y ambiente.

Los retos de un nuevo modelo de explotación de hidrocarburos.

El desarrollo de las fuentes no convencionales de Venezuela (crudos pesados y extrapesados) plantean inmensos retos en lo técnico, económico y ambiental. Es imprescindible importancia de incrementar la capacidad de gestión y de respuesta en materia ambiental y de desarrollo sostenible a nivel regional, local y sectorial, cuando el Estado se propone impulsar un proyecto de las dimensiones del sugerido para la Faja Petrolífera del Orinoco.

Un nuevo modelo de integración social y económica para el desarrollo de la Faja, un reto a la creatividad de la gerencia petrolera tradicional.

Las empresas nacionales y transnacionales involucradas en el *Desarrollo Integral de la Faja Petrolífera del Orinoco*, como la fuente de hidrocarburos no convencionales más importante del país, deben garantizar las acciones conexas requeridas para una inserción armónica de la actividad industrial petrolera, en un área con fuertes desequilibrios en lo socioeconómicos. Esto implica nuevas estructuras de costo, nuevas áreas de acción, nuevas implicaciones en el desarrollo regional y consecuentemente un reto a la capacidad técnica y gerencial de las empresas.

En procura del máximo aprovechamiento de los hidrocarburos extra-pesados de Venezuela.

El acervo de conocimientos sobre la Orimulsión demuestra que existe una variedad de tecnologías ya probadas exitosamente que permiten el uso de la Orimulsión[®], para sustituir otros combustibles en la generación de electricidad. En consecuencia el desarrollo termoeléctrico de Venezuela puede llevarse a cabo liberando volúmenes importantes de combustibles de alto valor comercial. El uso de la Orimulsión de prever los esfuerzos para reducir el impacto ambiental derivado de su combustión y el desarrollo de sistemas de transporte, que permitan su manejo simultáneo con otros productos comerciales

Las reservas de gas en Venezuela.

Venezuela se sitúa en la octava posición entre los 10 primeros países por reservas de gas natural (GN). La mayor parte del GN no asociado se encuentra en campos costa afuera,

en los cuales Venezuela tiene poco desarrollo tecnológico y poca experiencia. Esta situación representa una oportunidad de inversión importante con la participación de empresas extranjeras en el área de gas.

La explotación del gas Costa Afuera requiere de experiencia foránea y desarrollo de conocimiento nacional.

Para el desarrollo de gas costa afuera en Venezuela se requiere el concurso de empresas foráneas, cuyos socios tengan la experiencia en el desarrollo de estos yacimientos y la producción de gas asociado. Si, parte del futuro energético de Venezuela está en la producción de gas se requiere desarrollar un sólido conocimiento nacional hacia ese camino ya que nuestras reservas son altas y es necesario su desarrollo y producción como una fuente económica alterna.

La valorización del gas.

Venezuela no promueve la valorización del GN mediante el desarrollo de procesos de conversión para la obtención de productos de mayor valor agregado. Solo grupos de investigación de las universidades autónomas realizan I & D en colaboración con universidades de Brasil, Francia y España. Para la valorización de GN se citan la generación de hidrógeno, la obtención de productos químicos y nuevos desarrollos en el área de catalizadores y procesos. Para lograrlo es necesario llevar a cabo I & D en tecnologías catalíticas que conduzcan a una mayor flexibilidad y a menores costos de capital para la producción de H₂ y gas de síntesis. Los retos incluyen reformadores compactos, nuevos diseños de plantas y procesos para obtener respuestas rápidas a bajos tiempos de residencia, habilidad en el manejo de reacciones exotérmicas muy rápidas, uso de aire para la oxidación parcial, lo que llevaría a sistemas de reformado y de vapor más pequeños (miniaturización).

Las energías alternativas: una agenda que no puede dejarse de lado.

Bioenergía con base en la biomasa, una oportunidad para el cierre del ciclo del carbono.

El escenario de una reducción del 50% en las emisiones de CO₂ para el año 2050, requiere que los biocombustibles, la electricidad y el hidrógeno representen juntos el 50% del uso total de combustibles para transporte en ese año; sustituyendo a la gasolina y al diesel. Es necesario aumentar la coordinación y el financiamiento para la I&D, demostración e implementación de tecnologías de biocombustibles avanzados para el sector transporte. Las presiones ambientales y el cambio climático, prácticamente obligarán a Venezuela al uso de fuentes de energía cuya producción y consumo permitan un ciclo de carbono prácticamente cerrado desde la generación hasta su uso final.

Con respecto a las presiones ambientales, tanto la industria automotriz como la petrolera han desarrollado tecnologías o tienen iniciativas para atender esta prioridad, pero estos desarrollos no son suficientes y será casi obligatorio el uso de combustibles y en general de fuentes de energía con una huella de carbono muy baja.

La biomasa, representa una opción atractiva para Venezuela. Es una materia prima fácilmente disponible, tanto mediante cultivos dedicados a energía, como en forma de residuos que representan altos costos de disposición, pasivos ambientales y un grave obstáculo para el crecimiento industrial.

En relación a la energía eólica.

Este tipo de generación tiene el problema de su disponibilidad aleatoria, lo que obliga a tener cierta capacidad de generación ociosa de otro tipo, de modo que no se produzcan interrupciones del suministro cuando disminuye o cesa el viento. El costo de esa generación ociosa que se requiere es imputable a la instalación eólica.

El criterio que debe aplicarse a la generación eólica cuando se la compara con la térmica, es fijar el combustible en función de su costo de oportunidad que sería el precio de exportación, pues aún cuando el ente operador de una termoeléctrica reciba combustible subsidiado, el costo a la economía nacional es la cantidad en divisas que se deja de percibir.

En Venezuela tenemos un altísimo potencial hidráulico aún no aprovechado, que puede producir mayores cantidades de energía eléctrica, controlable y confiable, a un menor costo por kilovatio instalado que la opción eólica. Es importante desarrollar una base de datos más completa y confiable en todo el país. Lo que ahora se tiene es la data de los aeropuertos, la mayoría de ellos operando solamente durante el día.

Generación y almacenamiento de energía electroquímica: Oportunidades para Venezuela

Aún cuando existe un alto conocimiento científico en el área de generación y almacenamiento de energía electroquímica, con un estado del arte muy avanzado lo cual se manifiesta, entre otros, en el desarrollo de proyectos de investigación nacionales e internacionales, el país sigue anclado en la dependencia de su renta petrolera, de espaldas a un mundo global que cambia constantemente y que busca febrilmente alternativas energéticas más rentables desde el punto de vista económico, político y ambiental. De nuevo, para desarrollar esas capacidades es necesario el apoyo oficial expresado en políticas públicas claras, materializadas en financiamientos otorgados en base a criterios de excelencia y su correspondiente rendición de cuentas. Se requiere urgentemente emprender la ardua labor de construir capacidades profesionales en el área, generando conocimiento propio a través de la investigación formal, con apoyo oficial sostenido y en base a metas claras establecidas por consenso entre los actores políticos y los científicos.

La transformación y la prestación de servicios energéticos: la electricidad.

Planificación.

Es necesaria la constitución de un equipo de alto rendimiento, con información auditable y experticia técnica en la planificación, operación, gestión y mantenimiento del sistema eléctrico que debe elaborar un plan concreto y factible tanto técnica como económicamente para superar los *cuernos de botella* para el desarrollo del sector. El plan debe comprender todos los aspectos fundamentales del servicio eléctrico, desde las fuentes primarias de la energía, su generación, la transmisión, la distribución y la comercialización.

Sentando las bases para un programa de inversiones capaz de renovar y ampliar la totalidad del sistema.

Ahorro energético.

Desarrollar un plan de ahorro energético intensivo y sostenido en el tiempo, concienciando a todos los ciudadanos sobre el respectivo impacto en su calidad de vida y en la capacidad productiva del país. Este plan debe estar orientado a todos los sectores, a las empresas, industrias, comercios, gobiernos locales y nacionales, así como a todos los habitantes. En los sectores productivos debe orientarse a la eficiencia que se resume en producir más consumiendo menos para lo cual se debe automatizar, auditar e invertir en tecnología eficiente. Los sectores residenciales deben ser educados para que puedan evaluar el impacto de sus consumos y como mantener o incluso mejorar su calidad de vida consumiendo menos energía.

Reestructuración del sistema comercial.

Recuperar inversiones en el sector eléctrico mediante un sistema tarifario justo. Con una gestión eficiente y pulcra de los recursos, el costo del servicio eléctrico podría ser asumido principalmente por los usuarios aun cuando se mantenga a ciertos sectores subvencionados debido a las desigualdades económicas y sociales existentes en el país. Esto liberaría importantes recursos para ofrecer otros servicios a la población tales como educación, salud, seguridad, agua, etc.

Fortalecimiento institucional

Reestructurar las empresas del sector eléctrico, desarrollando la mística de excelencia y buen servicio y dotándolo de una organización más acorde a la simplificación organizativa y desburocratización del servicio.

LITERATURA CITADA

ADI ANALYTICS LLC

2012. Monetizing Shale Gas Benchmarking Gas Utilization and Conversion Options

ADMINISTRATION ENERGY INFORMATION (EIA) AND OFFICE OF INTEGRATED AND INTERNATIONAL ENERGY ANALYSIS, U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (DOE)

2010. World Outlook, www.eia.gov/oiaf/ieo/index.html, (Consulta: agosto 2013)

2011. World Outlook <http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/index.cfm> (Consulta: agosto 2013)

2012. Country: Venezuela, last updated: October 3, 2012. Energy Information Administration, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=VE>, (Consulta: agosto 2013)

2013. The International Energy Outlook 2013 (IEO2013)

2013. Annual Energy Outlook 2013 early release.

<http://www.theaustralian.com.au/business/in-depth/us-surge-spells-trouble-on-the-global-front/story-fnfmkqtx-1226603611346> (Consulta: julio 2013)

2013. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. U.S. Department of Energy Washington, DC. <http://www.eia.gov> (Consulta: julio 2013)

2013. Venezuela Analysis U.S. Energy Information Administration (EIA). Disponible en: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=VE>. Consulta: agosto de 2013.

2013. Monthly Energy Review, July 2013, Office of Energy Statistics U.S. Department of Energy, Washington, DC, www.eia.gov/mer.

2013. The Annual Energy Outlook 2013 (AEO2013) with Projections to 2040, prepared by the U.S. Energy Information Administration (EIA) and Office of Integrated and International Energy Analysis, U.S. Department of Energy, www.eia.gov/forecasts/aeo, Washington, DC, April 2013 (Consulta: septiembre 2013)

2013. Natural Gas

AGENCIA DE ESTADOS UNIDOS PARA EL DESARROLLO INTERNACIONAL (USAID).

2011. Promoviendo el Desarrollo de las Energías Renovables: Un Manual para los Reguladores Internacionales de Energía; Responsable: Asociación Nacional de Comisionados Reguladores de Servicios Públicos (NARUC, por sus siglas en inglés, National Association of Regulatory Utility Commissioners), Enero 2011, www.naruc.org/USAID/REHandbook y www.naruc.org/international (Consulta: agosto 2013).

AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE ESTADOS UNIDOS (EPA)

2009. State Bioenergy Primer, Information and Resources for States on Issues, Opportunities, and Options for Advancing Bioenergy, September 15, 2009. (Consulta: agosto 2013).

2012. Leyes y normas: el proceso de reglamentación

2013. Natural Gas Extraction - Hydraulic Fracturing, <http://www2.epa.gov/hydraulicfracturing> (Consulta: julio 2013)

AGUILAR, J.

2013. La verdad sobre balance del plan energético. Creado julio 2013 por <http://josealler.blogspot.com> (Consulta: agosto 2013)

ALBERDI, M., LÓPEZ, C., GALARRAGA, F.

1996. Genetic classification of crude oils families in the Eastern Venezuelan Basin. *Boletín de la Sociedad Venezolana de Geólogos*, 21: 7-21.

ALLIX, P., BURNHAM, A., FLOWER, T., HERRON, M., KLEINBERG, R. AND SYMINGTON, B.

2011. Extracción de petróleo contenido en lutitas. *Oilfield Review*, 22: 1-15.

ALONZO, D. DE.

2013. Situación Actual de la Investigación en Energía Renovable en América Latina, <http://latinoamericarenovable.com/?p=3449><http://latinoamericarenovable.com/?p=3449>, Enero 1, 2013(Consulta: agosto 2013).

ARAQUE, E.

2013. Los Biocombustibles en América Latina, una alternativa para el futuro, <http://latinoamericarenovable.com/?p=3580>, Venezuela, enero 18, (Consulta: agosto 2013).

ARENARE, R.

2009. *Caracterización electroquímica de celdas de combustible de óxido sólido*, Tesis doctoral, USB, Caracas.

AUDEMARD, N., CHIRINOS, M.L., LAYRISSE, I.

1987. Physical and chemical characterization of heavy crude oil in the Orinoco oil belt: Section II. Characterization, maturation, and degradation Special Publication. Studies in Geology SG 25: Exploration for Heavy Crude Oil and Natural Bitumen, 183-191.

AVIER ANDRÉ, F. J., DE CASTRO L. M. y CERDÁ F.

2012. Las Energías Renovables en el Ámbito Internacional. Madrid, Cuadernos Económicos del ICE. (83):11:36

BÁEZ, V. Y RODRÍGUEZ, V.

1999. *Celdas de combustible: presente, futuro y su impacto en la industria petrolera*. Acta Cient. Venez. Vol**50**: 26.

BÁEZ, V., GONZÁLEZ, W.M., APONTE, G.M. Y RODRÍGUEZ, V.

2000. *Las celdas de combustible: fuente energética del futuro*. Visión Tecnológica Vol. **7**(2): 91.

BÁEZ, V., GONZÁLEZ, W., SÁNCHEZ, V Y RODRÍGUEZ, V.

2000. *Las celdas de combustible y sus aplicaciones en el negocio del gas*. XIV Convención Internacional de Gas de la Asociación Venezolana de Procesadores de Gas (AVPG), Caracas.

BANCO MUNDIAL

2013. 4º Bajemos la temperatura, Fenómenos climáticos extremos, impactos regionales y posibilidades desde adaptación, Informe preparado por el Potsdam Institute for Climate Impact Research y Climate Analytics para el Banco Mundial, Junio de 2013.

BARBERI, E.

1998. El Pozo Ilustrado

Cuarta Edición producida por el Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (FONCIED), versión digital, Caracas, Venezuela.

BIANCHI, T.

2012. El Nuevo Panorama Energético. 15 de agosto

BIOMASS ENERGY CENTRE, UNITED KINGDOM

2013. Web Page, What is BIOMASS? BiomassEnergy Centre, U. K., http://www.biomassenergycentre.org.uk/portal/page?_pageid=76,15049&_dad=portal&_schema=PORTAL (Consulta: agosto 2013).

BJØRLYKKE, K.

2010. Petroleum geoscience: from sedimentary environments to rock physics. Springer-Verlag Berlin, 508p.

BLACK & VEATCH

2012. Energy Strategies Report, October-November, (Consulta: Agosto, 2013)

BOLÍVAR, R., MOSTANY, J. Y GARCÍA, M. DEL C.

2006. PETRÓLEO VERSUS ENERGÍAS ALTERNAS. DILEMA FUTURO, Interciencia, INCIv.31n.10, Caracas, oct. 200

BRITISH PETROLEUM

2010. BP Statistical Review of World Energy, Venezuela's Ministry of Oil and Energy

2012. BP Statistical Review of World Energy, [bp.com/statistical review](http://bp.com/statistical-review)

2013. BP Energy Outlook 2030 [Documento en línea] Disponible en: http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/BP_World_Energy_Outlook_booklet_2013.pdf (Consulta: 20 de agosto de 2013).

BUROZ CASTILLO, E.

2010. Resultados significativos de la Evaluación del Potencial Hidroeléctrico en Venezuela. Caracas, INCOSTAS-CAURA. (Taller sobre Hidroelectricidad para EDELCA) (Documento no publicado).

BUSCH, P.M.

1961. *Vanadium: A Materials Survey*. U.S. Dept. of the Interior, Bureau of Mines, Washington D.C.

CADAFE

1960. Plan Nacional de Electrificación: Informe técnico. Corporación Venezolana de Fomento, Electricidad de Francia, Mayo.

CALAROTTI, R.

2006. Hidratos de metano: una nueva fuente de energía

San José de Gurabo (Puerto Rico), Universidad del Turabo. Segunda Conferencia Anual Internacional del Centro Internacional para Estudios del Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible. <http://ciemades.suagm.edu/ppt/Nov.%204/Roberto%20Callarotti,IVIC.pdf> (Consulta: julio 2013)

2007. Hidratos de metano: una nueva fuente de energía, Caracas, Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat. (Conferencia dictada el 29 de marzo de

2007) [http://www.acading.org.ve/info/comunicacion/pubdocs/material_CRtecnicas/energía/\(2007.03.29\)_CALLAROTTI_Hidratos_Metano.pdf](http://www.acading.org.ve/info/comunicacion/pubdocs/material_CRtecnicas/energía/(2007.03.29)_CALLAROTTI_Hidratos_Metano.pdf) (Consulta: Julio 2013)

CAMMAERT, CAMILA

2007. Evaluaciones Ambientales Integrales. Bogota, Instituto Humboldt. Disponible en: [http://www.bch.org.co/biosecuridad/doc/evento2007/Mayo25\(Biosegu\)/CCammaert\(Eval_Integral\).pdf](http://www.bch.org.co/biosecuridad/doc/evento2007/Mayo25(Biosegu)/CCammaert(Eval_Integral).pdf) (Consulta: 27 agosto de 2013)

CANÓNICO, U., HENRÍQUEZ, H., CECCARELLI, C., LEMUS, J., TOCCO, R.

2003. Metodología para evaluar la capacidad de generación de gas natural a partir de carbones. *Revista de la Sociedad Venezolana de Química*, 26: 24-29.

CANÓNICO, U., TOCCO, R., RUGGIERO, A. AND SUÁREZ, E.

2004. Organic geochemistry and petrology of coals and carbonaceous shales from western Venezuela. *International Journal of Coal Geology*, 57: 151-165.

CENTRAL

AMÉRICA

DATA

(http://www.centralamericadata.com/es/article/home/Energia_eolica_en_El_Salvador)

CHACÓN, J.

2013. Equilibrio entre Oferta y Demanda en el SEN: Plan de Acción a 100 días”, mayo

COMUNIDAD AUTÓNOMA DEL PAÍS VASCO

2005. Departamento de Industria, Comercio y Turismo, Memoria: 27. http://www.industria.ejgv.euskadi.net/r44886/es/contenidos/informacion/plan_energia_eolica/es_8109/adjuntos/documentoI/4-situacion_c.pdf (Consulta: noviembre 2013)

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE VENEZUELA

1998. Ley Orgánica para La Ordenación del Territorio (LOPOT), Decreto N° 2.945 14-08-1998. Caracas, Venezuela.

CONSORCIO AIR PRODUCTS/DOE

2008. Air Products and Chemicals, Inc.

CORPOELEC

2013. Subcomisionaduría Generación Fuentes Alternas. Parque Eólico “La Guajira”
Junio 2013

2013. Uso Racional y Eficiente de la Energía Eléctrica. Disponible en: <http://www.corpoelec.gob.ve/uso-racional-y-eficiente-de-la-energia-electrica> (Consulta: agosto de 2013)

CULTIVAR SALUD.COM

2013 Energía eólica: definición, ventajas y desventajas
<http://www.cultivarsalud.com/ecologia/energias-renovables/energia-eolica-definicion-ventajas-y-desventajas/>, 8 de mayo ,2013 (Consulta: noviembre 2013)

DANDEKAR, A.Y.

2013. Petroleum reservoir rock and fluid properties. CRC Press Taylor & Francis Group. Second edition, 513 p.

DEL RÍO, PABLO (2013) citado por BOLAÑOS, ALEJANDRO.
2013. Cortocircuito a la energía solar. El País (Madrid) 3 de abril de 2007.
http://sociedad.elpais.com/sociedad/2013/04/03/actualidad/1365012737_419571.html (Consulta: agosto de 2013)

DENNENMOSE, M., BROMBERGER, K., OSWALD, F., KORRING, K., SCHWIND, T.,
SMOLINKA, T. Y VETTER, M.
Consultado en enero 2014. *Design, characterisation and operation strategies of 1 KW all-vanadium redox flow battery*, http://www.messib.eu/printer_friendly.php?did=90.

DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICAS INTERIORES DEL PARLAMENTO EUROPEO
2011. Repercusiones de la extracción de gas y petróleo de esquisto en el medio ambiente y la salud humana. Bruselas, <http://www.europarl.europa.eu/activities/committees/studies.do?language=ES> (Consulta: junio 2013)

DIRECCIÓN TÉCNICA: INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA
2007. Energía de la biomasa, Manuales de Energías Renovables, N° 2, Madrid, Octubre de 2007.
http://dl.idae.es/Publicaciones/10374_Energia_de_la_biomasa_A2007.pdf

DOSHI R., RICHARDS, V.L., CARTER, J.D., WANG, X. Y KRUMPELT, M.
1999. *Development of solid-oxide fuel cells that operate at 500°C*. J. Electrochem. Soc. Vol. **146**: 1273.

EL MUNDO
2012. Pdvsa Agrícola prevé producir 6,5 millones de barriles de etanol para 2015.
<http://www.elmundo.com.ve/noticias/petroleo/energias/pdvsa-agricola-preve-producir-6,5-millones-de-barril.aspx>, Venezuela, 04/05/2012. (Consulta: agosto 2013)

EL PAÍS
2013. [El consumo eléctrico cae al nivel de 2005, pero su precio sube más del 70%](#)» 20 de diciembre de 2013. (Consulta: diciembre de 2013).

EXXON-MOBILE
2013. The Outlook for Energy: A view to 2040. http://www.exxonmobil.com/Corporate/energy_outlook.aspx (Consulta: agosto de 2013, enero 2014)

EL NACIONAL
2013. VENEZUELA: Venezuela depende de la energía de Colombia

EMBASSY OF THE KINGDOM OF THE NETHERLANDS IN CARACAS
2011. The oil and gas sector in Venezuela. Perspectives for Dutch companies

ENI
2012. Technology role for Natural Gas Valorization. MITEI. eni.com (Consulta: agosto de 2013)

FAO
2008. Bosques y Energía. Roma, autor. Capítulo 2: Oferta y Demanda de Energía. Tendencias y Perspectivas. Disponible en: <ftp://ftp.fao.org/docrep/fao/010/i0139s/i0139s03.pdf> (Consulta: agosto de 2008).

FAROH G., JORGE E. y ANDRÉS I. PÉREZ P.

2010. Estado actual del aprovechamiento de la energía eólica en Venezuela. Caracas, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Civil. (Trabajo Especial de Grado para optar al Título de Ingeniero Civil., Universidad Católica Andrés Bello)

FIORILLO, G.M., MONTIEL, E., ITURRALDE, J., GONZÁLEZ, S.L., FUNES, D., BOESI, T., BASS, Y.

1983. Evaluación exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco. Petróleos de Venezuela, S.A. I-VI.

FIORILLO, G.

1987. Exploration and evaluation of the Orinoco Oil Belt, in Meyer, R.F., ed., Exploration for heavy crude oil and natural bitumen. *American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology*, 25: 103-121.

FORGOTSON, J.M.

2006. Distribution and properties of shale gas in the Arkoma basin RPSEA-University of Oklahoma Shale Gas Forum. Norman, Oklahoma December 5th, 2006.

GACETA OFICIAL

No 39663, año CXXXVIII, mes VI, lunes 14 de marzo de 2011.

GONZÁLEZ, J.A., GARCÍA, C., MACHADO, A., RINCÓN, C., VILLALOBOS, E. Y MARTÍNEZ, K.

2004. *Concentración de vanadio y níquel en cenizas volantes por combustión controlada*. Interciencia, Vol. 29: 504.

HERNÁNDEZ, N.

Consultado en enero 2014. *Una mirada al potencial energético de Venezuela*. Mene, <http://www.revistamene.com/nuevo/potencialenergetico.pdf>.

HIBINO, T., HASHIMOTO, A., INOUE, T., TOKUNO, J., YOSHIDA, S. Y SANO, M.

2000. *Single-chamber solid oxide fuel cells at intermediate temperatures with various hydrocarbon-air mixtures*. *J. Electrochem. Soc.* Vol. **147**: 2888.

2000. *A low-operating-temperature solid oxide fuel cell in hydrocarbon-air mixtures*. *Science* Vol. **288**: 2031.

FUEL CELL HANDBOOK, U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, MORGANTOWN, 2000.

GEOLOGÍA VENEZOLANA

2012. (<http://geologiavenezolana.blogspot.com/2012/02/energia-eolica-en-venezuela.html>), 28 de febrero de 2012 (Consulta: noviembre 2013)

[GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL](#)

2012. The Global Status of Wind Power in 2012, (http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/Annual_report_2012_LowRes.pdf) (Consulta: noviembre 2013)

GLOBELEQ MESOAMERICA ENERGY,

(http://www.globeleq.com/news/press_release/76/Honduras-Celebra-Energa-Elica)

GONZÁLEZ MINGUEZA, C. Y LÓPEZ, D (EDITORIA).

2013. Situación Actual de la Energía Eólica en América Latina, (<http://latinoamericarenovable.com/?p=868>), 27 de julio de 2013 (Consulta: noviembre 2013)

GALAVIS, J. A. y VELARDE, H.

1972. Estudio geológico y de evaluación preliminar de reservas de petróleo pesado en la faja bituminosa del Orinoco – Cuenca Oriental de Venezuela, IV Congreso Venezolano de Geología. Caracas

GALICHA.AND MARZL.

2012. Alternative energy technologies as a culturalendeavor: a case study of hydrogen and fuel celldevelopment in Germany, Energy, Sustainability and Society 2012, 2:2, <http://www.energysustainsoc.com/content/2/1/2>(Consulta:agosto 2013).

GARCÍA, A., BECERRA, N., GARCÍA, L., OJEDA, I., LÓPEZ, E, LÓPEZ, C.M., GOLDWASSER , M.R.

2011. Structured perovskite-based oxides: use in the combined methane reforming. Advances in Chemical Engineering and Science 1, N°4, 169-175

GAS2

2013. <http://www.gas-2.com/2013/07/gas-to-liquids-technology-plant-on-target> (Consulta: agosto, 2013)

GLENEAGLES OFFICIAL DOCUMENTS

2005. G7/G8 Summit Meetings, Gleneagles Plan of Action: Climate Change, Clean Energy and Sustainable Development, <http://www.g8.utoronto.ca/summit/2005gleneagles/> (Consulta: junio 2013)

[GLOBAL ENERGY NETWORK INSTITUTE \(GENI\)](#)

2012. World Resource Simulation Center, http://www.wrsc.org/attach_image/total-world-energy-consumption-source2010 (Consulta: agosto 2013).

GOLDWASSER, M. R., RIVAS, M. E., PIETRI, E., PÉREZ-ZURITA, M. J., CUBEIRO, M. L. GRIBOVAL-CONSTANT, A., LECLERCQ , G.

2003. Perovskites as Catalysts Precursors: CO₂ reforming of CH₄ on Ln_{1-x}Ca_xRu_{0.8}Ni_{0.2}O₃ (Ln= La, Sm , Nd), Applied Catalysis A: General, 225, 45-57

2005. Perovskites as Catalysts Precursors: Synthesis and Characterization, Journal of Molecular Catalysis A:General 228, 325-331

GÓMEZ MEDINA, J. A. JOSÉ MIGUEL PÉREZ GODOY, J. M. y BUROZ CASTILLO, E.

2010. Los desarrollos hidroeléctricos y la situación actual del sistema de generación. Caracas, Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat.

GONZÁLEZ CRUZ, D.

2012. Panorama Energético de Venezuela. Caracas, Centro de Orientación en Energía (COENER) y Centro de Estudios sobre Energía (CEEV-CEDICE). 30 de octubre de 2012. Disponible en: <http://es.slideshare.net/plumacandente/perspectivas-de-la-industria-de-los-hidrocarburos-en-venezuela> (Consulta: agosto de 2013)

2013. Informe actualizado de la EIA sobre el petróleo y el GN en lutitas (*Shale Oil y Shale Gas* en el mundo)

2013. Shales. Caracas, IESA. (Material docente, sin publicar)

GONZÁLEZ, O., ERNANDEZ, J., CHABAN, F., AND BAUZA, L.

2006. Screening of suitable exploitation technologies on the Orinoco Oil Belt applying geostatistical methods: World Heavy Oil Conference, Beijing, China, November 12-15, 2006, Proceedings, Paper 2006-774, 12 p.

GONZÁLEZ – LONGARTT, F.M.

2010. Aspectos fundamentales de la Energía Eólica: Venezuela y el Mundo. Manchester (U.K.), The University of Manchester, School of Electrical & Electronic Engineering. (XI Congreso de Estudiantes de Ingeniería IEEE, UNEFA, Táchira).

GORDON, DEBORAH

(2012) Understanding unconventional oil. The Carnegie Papers, Energy and Climate, Carnegie Endowment. Washington D.C. USA.

GRAEBER D.J.,

2013. Where is the U.S. Wind Energy Sector Headed?, Oil Price.com, (<http://oilprice.com/Alternative-Energy/>), 29 December 2013 (Consulta: Enero 2014)

GREENPEACE

2012. Perspectiva mundial de la energía eólica – 2012 (<http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/11/Summary-in-Spanish.pdf>) (Consulta en noviembre 2013)

HERNÁNDEZ, N.

2008. Una aproximación futuroológica de la energía en Venezuela. Caracas, Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo (Ciclo de Charlas Técnica). [Presentación en línea] Disponible en: <http://www.slideshare.net/energia/una-aproximacion-futurologica-a-la-energia-en-venezuela-356130> [Consulta: 24 de agosto de 2013]

2010. Las Energías Alternativas (presentación), Diplomado de Prospectivas y Estrategia (USB), Blog: Gerencia y Energia, Abril 2010. <http://gerenciayenergia.blogspot.com/> (Consulta:, agosto 2013).

HERNÁNDEZ, N. y MARTÍNEZ J. L.

2013. Venezuela en el contexto mundial energético futuro. Caracas. Disponible en: <http://gerenciayenergia.blogspot.com/2013/05/venezuela-en-el-contexto-mundial-futuro.html> (Consulta: agosto de 2013)

HORI, C., RIVAS, M. E., FIERRO, J.L.G., GOLDWASSER, M.R., GRIBOVAL-CONSTANT, A.

2008. H₂ production from CH₄ decomposition: regeneration capability and performance of nickel and rhodium oxide catalysts, Journal of Power Sources, 184, 265-275

HOLDITCH, S.A

2003. The Increasing Role of Unconventional Reservoirs in the Future of the Oil and Gas Business. *Journal of Petroleum Technology*; 3: 34-37.

HOLDITCH, S.A. PERRY, K AND LEE, J

2007. Unconventional Gas Reservoirs-Tight Gas, Coal Seams, and Shales. Working Document of the NPC Global Oil & Gas Study. Topic Paper #29: Unconventional Gas. 54 p.

HOQUEM, E. AND GEE, L. P.

2013. Biodiesel from Plant Resources—Sustainable Solution to Ever Increasing Fuel Oil Demands, *Journal of Sustainable Bioenergy Systems*, 2013, 3, 163-170. <http://www.scirp.org/journal/jsbs> (Consulta: agosto 2013).

HUNT, J.M.

1996. *Petroleum Geochemistry and Geology*. W.H. Freeman. New York, Second Edition, 743 p.

ILK, D., JENKINS C. AND THOMAS BLASINGAME.

2011. Production Analysis in Unconventional Reservoirs-Diagnostics, Challenges, and Methodologies. In *North American Unconventional Gas Conference and Exhibition*. SPE 144376

INSTITUTO DE ESTUDIOS SUPERIORES DE ADMINISTRACIÓN (IESA)

2012. Venezuela la Energía en Cifras. El sector petrolero y gasífero, Caracas (Consulta: agosto 2013).

INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA (IDAE)

2007. Energía de la biomasa; Dirección Técnica, IDEA; Manuales de Energías Renovables, N° 2, Madrid, Octubre de 2007. http://dl.idae.es/Publicaciones/1037_Energia_de_la_biomasa_A2007.pdf (Consulta:, agosto 2013).

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), ENERGY TECHNOLOGY SYSTEMS ANALYSIS PROGRAMME (ETSAP), AND INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA)

2004. BIOFUELS FOR TRANSPORT. An International Perspective, OECD, International Energy Agency, Paris, April 2004.

2011. World Energy Outlook

(11-2012) Golden Rules for a Golden Age of Gas, World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas,

<http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrule/WEO2012GoldenRules>

2011. Analysis based on various governmental sources. Technology Roadmap Biofuels for Transport, International Energy Agency, Renewable Energy Division

2012. World Energy Model Documentation 2012 http://www.world_energyoutlook.org/media/weowebiste/energymodel/documentation/WEM_Documentation_WEO2012.pdf (Consulta: agosto de 2012)

2012. Tracking Clean Energy Progress 2013. IEA Input to the Clean Energy Ministerial

2013. World Energy Outlook

2013. Production of Bio-methanol, Technology Brief I08, January 2013. www.etsap.org – www.irena.org, (Consulta:, agosto 2013).

2013. Production of Bio-ethylene Technology Brief I13, January 2013. www.etsap.org – www.irena.org, (Consulta:, agosto 2013).

2013. Production of Liquid Biofuels Technology Brief P10, January 2013. www.etsap.org – www.irena.org, (Consulta:, agosto 2013).

2013. Biomass Co-fi ring, Technology Brief E21, January 2013. www.etsap.org – www.irena.org, (Consulta:, agosto 2013).

2013. Oil Market Report. Date: 11 July 2013. [Documento en línea] Disponible en <http://omrpublic.iea.org/currentissues/fullpub.pdf> (Consulta: agosto de 2013)

2013. Resources and Reserves 2013. Oil, Gas and Coal Technologies for Energy Markets of the Future. Paris, author.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA)

2012. Renewable Energy Country Profile, Venezuela (Consulta: agosto 2013).

KENNICUT, M.C., BROOKS, J.M. AND COX, B.H.

1993. The origin and distribution of gas hydrates in marine sediments *Organic Geochemistry. Principles and Applications*. Edited by M.H Engel and S.A Macko. Plenum Press. New York.

KRAUTER, M.

(2006) Mejoramiento de Materiales Carbonosos Vía Microondas y Gestión Ambiental. CENDA USB. <http://www.cenda.usb.ve/trabajos/ver/1070> (Consulta: agosto 2012)

K. KORDESCH, G. SIMADER, *Fuel Cells and their Applications*, VCH, New York, 1996.

LAIRET CENTENO, R.

2013. Fractura hidráulica o *fracking*. Explotación de gas asociado a lutitas. Aspectos Ambientales. Caracas. (Charla dictada en la Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat. Julio de 2013).

LEÓN, MARIELA

2012. Plan por aumentar la generación eléctrica local presenta retrasos. Creado Julio 2012 por <http://www.eluniversal.com> (Consulta: agosto 2013)

LOMBORG, B.

2013. Ideas para el progreso El ocaso de la energía renovable, Prodavinci, August 21st, 2013

LUCIA, L. A., ARGYROPOULOS, D. S., ADAMOPOULOS, L., AND GASPARA, R.

2007. Materials, Chemicals, and Energy from Forest Biomass, Chapter 1, ACS Symposium Series 954, American Chemical Society, Washington, DC

LAW, B. E. AND J. B. CURTIS.

2002. Introduction to unconventional petroleum systems. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 86(11): 1851-1852. Special Issue: Unconventional Petroleum Systems.

LIANGA, D., ZHANGA, S., CHENA, J., FEIYU WANGA, F. AND WANGA, P

2003. Organic geochemistry of oil and gas in the Kuqa depression, Tarim Basin, NW China. *Organic Geochemistry*, 34:873-888.

LIRA, E., LOPEZ, C.M, OROPEZA, F., BARTOLINI, M., ALVAREZ, J., GOLDWASSER, M.R., LOPEZ LINARES, F., LAMONIER, J-F., PEREZ ZURITA, M.J.

2008. HMS mesoporous silica as cobalt support for the Fischer–Tropsch Synthesis: Pretreatment, cobalt loading and particle size effects. *Journal of Molecular Catalysis A: Chemical* 281,146-153

LÓPEZ, L.

1997. Evidencias de migración primaria del bitumen: Formación Querecual, Venezuela. *INTERCIENCIA*, 22: 228-237.

LÓPEZ, L., LO MÓNACO, S.

2010. Geoquímica de crudos de la Faja Petrolífera del Orinoco. Cuenca Oriental de Venezuela. *Revista de la Facultad de Ingeniería UCV*, 25: 41-50.

MACKAY, D. J. C.

2009. Sustainable Energy without the hot air, UIT Cambridge, England, www.withouthotair.com (Consulta: agosto 2013).

MARTINEZ, A. R.

1974. UNA POLITICA ENERGETICA

2004. La Faja del Orinoco

MARTÍNEZ DE BASCARÁN, G.,

2002. Medio ambiente: futuro y presente”, Ing. Química, vol. 387 (2002), pp. 181-186.

MARTÍNEZ, Y.

2013. La nueva reforma energética lastra un futuro sostenible para España. Madrid, Revista Tendencias 21. Disponible en: www.tendencias21.net (Consulta: 21 de agosto de 2013)

MASTERS, J. A.

1979. Deep Basin Gas Trap, Western Canada. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 63(2): 152-181.

MAUGERI, LEONARDO.

2012. Oil: The Next Revolution. The unprecedented upsurge of oil production and what it means for the World. Cambridge (Mass.) Harvard University. The Geopolitics of Energy. Belfer Center for Science and International Affairs. John F. Kennedy, School of Government (Discussion Paper # 2012-10)

MEADOWS, D. H., D. L. MEADOWS, JORGEN RANDERS y W. W. BEHRENS.

1972. The limits to growth. Citado por Jiménez Domínguez, Rolando V. Crisis Global: Neomalthusianismo vs. Poblacionistas. México, Instituto Politécnico Nacional, Centro de Investigaciones Económicas, Administrativas y Sociales.: <http://www.mundogloxxi.ciecas.ipn.mx/pdf/v05/20/04.pdf> (Consulta: agosto de 2013)

MEADOWS, D. H., D. L. MEADOWS, y J. RANDERS.

1992. Más allá de los Límites del Crecimiento. Citado por Jiménez Domínguez, Rolando V. Crisis Global: Neomalthusianismo vs. Poblacionistas. México, Instituto Politécnico Nacional, Centro de Investigaciones Económicas, Administrativas y Sociales. <http://www.mundogloxxi.ciecas.ipn.mx/pdf/v05/20/04.pdf> (Consulta: agosto de 2013)

MELEAN, RAFAEL.

2011. Elementos para una Estrategia de Eficiencia Energética en Venezuela. Caracas, Universidad Simón Bolívar, Instituto de Energía.

METAL•PAGES.

2014. <http://www.metal-pages.com/metalprices/vanadium/>. (Consulta: enero 2014).

MILLARIUM

2013. Eficiencia Energética. Disponible en: <http://www.miliarium.com/bibliografia/monografias/energia/EficienciaEnergetica/Welcome.asp> (Consulta: 9 de agosto 2013).

MINISTERIO DEL AMBIENTE Y LOS RECURSOS NATURALES RENOVABLES-MARNR (1982) Documento Síntesis del Esquema de Ordenamiento Territorial de la Faja Petrolífera del Orinoco. Caracas, Venezuela.

MINISTERIO DE ENERGÍA, GOBIERNO DE CHILE
2013. Energía BIOMASA, Centro de Energías Renovables, CER, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile.

MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA ENERGÍA ELÉCTRICA (MPPEE)
2010. Documento Base Plan Maestro Socialista para el Rescate y Desarrollo del Sistema Eléctrico 2010-2030.

MINISTERIO DEL PODER POPULAR DE CIENCIA
2013. Documento Red “Fuentes Renovables de Energía”

MOMMER, B.
2004. La Orimulsión: verdades científicas y mentiras políticas, *Interciencia*, vol. 29, num. 1, enero, 2004

MORENO F., J.M.
2009. La energía solar como estrategia de desarrollo integral en el marco del Plan Nacional Simón Bolívar 2007 – 2013. Caracas, Instituto de Altos Estudios de la Defensa, Maestría en Seguridad y Defensa Nacional (Trabajo de Grado presentado para optar al título de Magíster en Seguridad y Defensa Nacional).

MORENO FIGUEREDO, C.
2013. Cuba hacia 100% con energías renovables. La Habana, Centro de Estudio de Tecnologías Energéticas Renovables (CETER), Disponible en: <http://www.cubasolar.cu/Biblioteca/Energia/Energia62/HTML/articulo02.htm> (Consulta: agosto de 2013)

MOHR, S.H., MUDD, G.M. Y GIURCO, D.
2012. *Lithium Resources and Production: Critical Assessment and Global Projections*. Minerals, Vol.2: 65-84.

MURRAY E. P., TSAI, T. Y BARNETT, S.A.
1999. *A direct-methane fuel cell with a ceria-based anode*, *Nature* Vol. **400**: 649.

NAIK, G.C
2013. Tight gas reservoirs - an unconventional natural energy source for the future. Disponible en: http://www.pinedaleonline.com/socioeconomic/pdfs/tight_gas.pdf. (Consulta: julio de 2013)

NORREGARD, J. Y REPPÉLIN-HILL, V.
2000. Control de la contaminación mediante el uso de impuestos y licencias negociables. Washington, Fondo Monetario Internacional. (Serie Temas de Economía No 25)

NATURAL RESOURCES DEFENSE COUNCIL,
2014. *Safe, Strong and Secure: Reducing America's Oil Dependence*, <http://www.nrdc.org/air/transportation/aoilpolicy2.asp> (consulta: enero 2014).

OFICINA DE OPERACIONES DEL SISTEMAS INTERCONECTADOS (OP SIS)
2005. Opsis Informe Anual 2005. Caracas.

OIL PRICE.COM

2014. Alternative Energy (<http://oilprice.com/Alternative-Energy/>) (Consulta en Enero 2014)

OLAH, G. A.,

2004. After Oil and Gas: Methanol Economy. *Cataysis Letters*, Vol. 93, Pp. 1

ORYX GTL

2012. www.oryxgtl.com (Consulta: agosto de 2013)

OPEC

2012. World Oil Outlook 2012. Vienna, author. Disponible en: http://www.opec.org/opec_web/staticfiles_project/media/downloads/publications/WOO2012.pdf (Consulta: agosto de 2013)

ORGANIZACIÓN LATINO AMERICANA DE ENERGÍA (OLADE)

2012. Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales. Quito, autor.

PARK, S., VOHS, J. M. Y GORTE, R. J.

2000. *Direct oxidation of hydrocarbons in a solid-oxide fuel cell*. *Nature* Vol. **404**: 265.

PONCE DE LEON, C., FRIAS-FERRER, A., GONZALEZ-GARCIA, J., SZANTO, D.A. Y WALSH, F.C.

2006. *J. PowerSources*, Vol.**160**: 716.

PEÑALOZA, HUMBERTO.

2008 *Estrategia Petrolera Venezolana a Largo Plazo*. Caracas, Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo. (Jornadas Pensar en Venezuela, Colegio de Ingenieros de Venezuela).

PÉREZ-ZURITA, M. J., CIFARELLI, M., CUBEIRO, M. L., ALVAREZ, J., GOLDWASSER, M. R., PIETRI, E., GARCÍA, L., ABOUKAIS, A., LAMONIER, J-F.,

2003. Palladium-based catalysts for the synthesis of alcohols, *J. Molecular Catal.*, 206/1- 2, 339-351

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, SOCIEDAD ANÓNIMA(PDVSA)

2006. Plan Siembra Petrolera, Ministerio de Energía y Petróleo, Presentación sobre Proyecto Agroenergético, Etanol Combustible, Refinación 2006-2012.

POLEO UZCATEGUI, V. J.

El Precio de La Orimulsión (http://www.soberania.org/Articulos/articulo_2656.htm)

PRENSA LIBRE,

(http://www.prensalibre.com/economia/Monitorean-areas-energieolica_0_553744622.html)

PROGRAMA DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL MEDIO AMBIENTE (PNUMA) Y COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (CEPAL)

2010. Gráficos Vitales del Cambio Climático para América Latina y El Caribe, Edición especial para la CP16/CP-RP 6, México, 2010.

POSSO, F.

2002. Energía y ambiente: pasado, presente y futuro. Parte dos: Sistema energético basado en energías alternativas, *Geoenseñanza*, vol. 7, núm. 1-2, 2002, pp. 54-73, Venezuela, <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=36070206> (Consulta: agosto 2013).

2004. Estudio del desarrollo de las energías alternativas en Venezuela, *Anales de la Universidad Metropolitana*, Vol. 4, N° 1 (Nueva Serie), Caracas, 2004: 147-164.

2011. El desarrollo de las fuentes renovables de energía en Venezuela ¿Reto o Utopía? Caracas, Cámara de Comercio e Industria Venezolano – Alemana

2013. El Desarrollo de las Energías Renovables en Venezuela: ¿Reto o Utopía?, Editado por Dora López PhD, Junio 29, 2013, <http://latinoamericarenovable.com/?p=4949>, (Consulta: agosto 2013).

PETRIZZO, J. F.

2012. Puntos de atención en Salud, Seguridad y Ambiente durante la fractura hidráulica de formaciones de gas no convencionales. Caracas, Compañías Shell en Venezuela, Gerencia Corporativa de Salud, Seguridad y Ambiente Disponible en: <http://www.venezuelagas.net/documents/Safety-2012-03.pdf> (Consulta: 19/08/2012)

PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A. (PDVSA)

(2010) Informe Anual, <http://www.pdvsa.com> (Consulta: junio 2013)

(2012) Informe Anual, <http://www.pdvsa.com> (Consulta: junio 2013)

QUENEAU, P.B., HOGSETT, R.F., BECKSTEAD, L.W. YBARCHERS, D.E.

1989. *Processing of petroleum coke for recovery of vanadium and nickel*. Hydrometallurgy, Vol.22: 3.

QUINTERO, K., LO MÓNACO, G., LÓPEZ, L., LO MÓNACO, S., ESCOBAR, G., PERALBA, M.C.R., FRANCO, N. AND KALKREUTH, W

2012. Potential petroleum source rocks in a tertiary sequence of the eastern Venezuelan basin. *Journal of South American Earth Science*, 37: 256-265.

QUINTINI R., C.

2013 El costo de la entrega de energía. Caracas Correo electrónico de fecha 25 de agosto de 2013. (Comunicación personal)

REIJNDERS, L. AND HUIJBREGTS, M. A.J.

2009. *Green Energy and Technology Biofuels for Road Transport. A Seed to Wheel Perspective*, Springer-Verlag, London.

REVISTA EÓLICA Y DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO

2014 Eólicas y Energía Renovable. (<http://www.evwind.com/2014/01/09/energias-renovables-globeleq-refuerza-su-apuesta-por-la-eolica-con-aerogeneradores-gamesa-en-centroamerica>)

(Consulta: enero 2014)

RIVAS, M.E., FIERRO, J.L.G., GUIL-LÓPEZ, R. PEÑA, M.A., LA PAROLA, V., GOLDWASSER, M. R.

2008. Preparation and characterization of nickel-based mixed-oxides and their performance for catalytic methane decomposition, *Catalysis Today*, 133-135, 367- 373

RODRÍGUEZ, A.

2013. Venezuela eludirá ola de hidrocarburos no convencionales. *Petroguia*. Disponible en: <http://www.petroguia.com/pub/?q=article/venezuela-eludir%C3%A1-ola-de-hidrocarburos-no-convencionales>. (Consulta: agosto de 2013)

RODRIGUES, E., SÁNCHEZ, L., LÓPEZ, L., AND LO MÓNACO S

2009. Determination of the intervals rich in organic matter in Tertiary shales of the Eastern Venezuela basin. *Revista Latinoamericana de Geoquímica Orgánica*, 1: 19-30.

ROSTRUP-NIELSEN, JENS

2003. *Applied Catalysis A: General*, 255, 3

SALEHI, E. , NEL, W., SAVE, S.

2013. Viability of GTL for the North American gas market. *Hydrocarbon Processing*, 01.01.2013

SCHARIFKER, B.R. Y ARENARE, R.

2008. *Process to separate the vanadium contained in inorganic acid solutions*. U.S. Pat. No. 7,332,141.

SCHARIFKER, B.R. Y ARENARE, R.

2009. *Process to recover vanadium contained in acid solutions*. U.S. Pat. No. 7,498,007.

SCHENK, C.J., COOK, T.A., CHARPENTIER, R.R., POLLASTRO, R.M., KLETT, T.R., TENNYSON, M.E., KIRSCHBAUM, M.A., BROWNFIELD, M.E., AND PITMAN, J.K.

2009, An estimate of recoverable heavy oil resources of the Orinoco Oil Belt, Venezuela: U.S. Geological Survey Fact Sheet 2009-3028, 4 p.

SCHUSCHY, A.

2001. Fortalecimiento de las capacidades nacionales en el diseño e implementación de políticas energéticas sostenibles para la producción y uso de biocombustibles. Santiago de Chile, CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura. (Foro Regional de Biocombustibles, San Salvador, República de El Salvador. 30 de noviembre a 1ero de diciembre de 2011). [Schuschny.pdf](#) (Consulta: agosto de 2013)

SCOVILLE, E. Y DE ALONZO, D.

2012. [Situación actual de la Energía eólica en Centroamérica](#), Latino Americano Renewable (<http://latinoamericarenovable.com/?p=868>), 24 de Abril ,2012 (Consulta: noviembre 2013)

SCRAGG, A. H.

2009. *Biofuels: Production, Application and Development*, Cambridge University Press, Cambridge, UK.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY.

2000. *Fuel Cell Handbook*, Morgantown, USA.

SECRETARÍA DE ENERGÍA, ARGENTINA

2008. Energías Renovables - Energía Biomasa, Desarrollado por: Coordinación de Energías Renovables, Dirección Nacional de Promoción, Subsecretaría de Energía Eléctrica, Secretaría de Energía, Argentina.

SHELL GLOBAL

2013. Shaping the energy future through innovation. http://www.shell.com/global/future-energy/shaping_future.html. (Consulta: agosto de 2013)

SHURR, G.W. AND RIDGLEY, J. L

2002. Unconventional shallow biogenic gas systems. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 86(11): 1939-1969.

STARK, P.H., CHEW, K. AND FRYKLUND, I.H.

2007 The role of unconventional hydrocarbon resources in shaping the energy future. *International Petroleum Technology Conference*, Dubai. IPTC 11806, 6 p.

STRAUSZ, O.P. AND LOWN, E.M.

1978. Oils Sand and Oils Shale Chemistry. Edited by Proceedings of the Symposium on Oil Sand and Oil Shale Chemistry. American Chemical Society, Montreal, Canada, May 29-June 2, 1977. Verlag Chemie New York.

SUZIN, E.

2011. Energías Renovables. Realidades y Perspectivas en Venezuela. Caracas, Cámara de Comercio e Industria Venezolano – Alemana.

SZABO, J.

2013. En EE UU se está dando una revolución energética. Entrevista conducida por Alexandra Blanco. El Nacional (Caracas) 17 de agosto de 2013. http://www.el-nacional.com/economia/estrategia/EE-UU-dando-revolucion-energetica_0_209979142.html (Consulta: agosto de 2013).

TOTAL (EXPLORATION & PRODUCTION)

2008. About Gas Valorisation Routes. GGFR, Amsterdam Conference, 4th December

TURNER, G.M.

2008. A comparison of The Limits to Growth with 30 years of reality. Citado por Turner, Graham M. (2012). On the Cusp of Global Collapse? Updated Comparison on the Limits of Grow with historical data. *GAIA* 21/2 (2012):116-124.

TWIDELL, J. AND WEIRT.

2006. Renewable Energy Resources, Second edition, Taylor & Francis, Abingdon, England.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (DOE)

2011. Biomass Energy Data Book: Edition 4. Energy Efficiency and Renewable Energy, Office of the Biomass Program, Prepared by the Oak Ridge National Laboratory, Tennessee, September 2011, <http://cta.ornl.gov/bedb>.

VALDERRAMA, G., URBINA DE NAVARRO, C., GOLDWASSER, M. R.

2013. CO₂ Reforming of CH₄ over Co-La-based Perovskite-type Catalyst Precursors. *Journal of Power Sources*, 234, 31-37

VANDENBROUCKE, M. AND LARGEAU, C.

2007 Kerogen origin, evolution and structure. *Organic Geochemistry*, 38: 719-834.

VELOCYS INC

2013. Microchannel Reactors. <http://www.velocys.com/ocge02.php> (Consulta: septiembre de 2013)

J.W. WEIDNER, M. DOYLE,

2000. Report of the Electrolytic Industries for the Year 1999, *J. Electrochem. Soc.* **147**, 3953 (2000).

WIKIPEDIA

2013. Huella de Carbono. http://es.wikipedia.org/wiki/Huella_de_carbono (Consulta: 21 de agosto de 2013)

2013 Teoría de Olduvai. http://es.wikipedia.org/wiki/Teor%C3%ADa_de_Olduvai (Consulta: 22 de agosto de 2013)

WIND IN POWER:

2012 European statistics (<http://www.ewea.org/statistics>) ((Consulta en noviembre 2013)

WIND ENERGY EUROPEAN ASSOCIATION

2012. (<http://www.ewea.org>)

WORLD ENERGY COUNCIL

2008. Energy Efficiency Policies around the World: Review and Evaluation

WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION

2013. Half year report, (<http://wwindea.org/home/index.php?option=comcontent&task=view&id=345&Itemid=43>)

