

BSERVATORIO Colombiano de Energía

El Observatorio Colombiano de Energía es un espacio virtual. Sus sedes son las Facultades de Ingeniería y de Ciencias Económicas de la Universidad Nacional en Bogotá y de la Escuela de Minas – UN en Medellín. Los profesores participantes son expertos, consultores y analistas de la coyuntura minero-energética, del diseño de mecanismos de regulación energética y de la modelación de los mercados energéticos.

ISSN: 1657-480X

Directora:

Astrid Martínez
Profesora Asociada
Universidad Nacional.

Comité editorial:

Germán Corredor, Isaac Dyner,
Carmenza Chahín, Mario García, Alicia
Puyana (Flasco México), Héctor Pistone-
nesi (Bariloche),
Philip Wright (Universidad Sheffield).

Diseño y diagramación:

Marco Aurelio Ortiz

Impresión:

Ediciones Antropos

Email:

obsenergia@currie.fce.unal.edu.co

www.fce.unal.edu.co/oce



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Sede Bogotá
Facultad de Ciencias Económicas

Contenido

Editorial

2

Diversificación en generación de energía en Colombia

*Instituto de Energía, Universidad Nacional de Colombia.
Empresas Públicas de Medellín.*

3

**Contrabando y diferencial de precios de la
gasolina en la frontera colombo - venezolana**

Juan Carlos Cárdenas Valero.

8

**Modelos para análisis de políticas y toma
de decisiones en energización rural**

*Instituto de Energía, Universidad Nacional de Colombia.
Imperial College del Reino Unido.*

11

**Análisis de los riesgos y posibilidades de la
expansión del gas natural en Colombia**

Gheysel Naranjo y Óscar Bravo.

16

La política petrolera en Colombia

AGUNAL.

20



EDITORIAL

El pasado 12 de diciembre de 2003 el Observatorio realizó en Bogotá el Seminario “Las reformas pendientes en el sector energético en Colombia”. En este evento se trataron temas como el futuro del gas en Colombia, el nuevo contrato petrolero, el panorama petrolero y minero colombiano, el sector eléctrico en Colombia, el futuro de Ecopetrol, modelos para análisis de políticas y toma de decisiones en energización rural, diversificación en generación de energía en Colombia, análisis de los riesgos en la industria del gas natural y el diferencial de precios de la gasolina en la frontera con Venezuela. Al evento asistieron, Julián Villaruel, Director de la UPME; Leopoldo Montañez, Director de Naturgas; Armando Zamora, Director de la Agencia Nacional de Hidrocarburos; Alejandro Martínez,


Presidente de la Asociación Colombiana del Petróleo; Mauricio Cárdenas, Director de Planeación de Cerrejón S.A.; Fernando Rojas, Gerente de Transmisión de ISA; Germán Corredor, de Unión FENOSA; el Contralor Delegado de Minas, Julián Pertuz y Amylkar Acosta, Presidente de la Sociedad Colombiana de Economistas. De igual forma presentaron ponencias los consultores Luis Augusto Yepes y Carmenza Chaín; los profesores y estudiantes del Instituto de Energía de la Facultad de Minas, Universidad Nacional, sede Medellín y los de la Facultad de Ciencias Económicas, sede Bogotá.

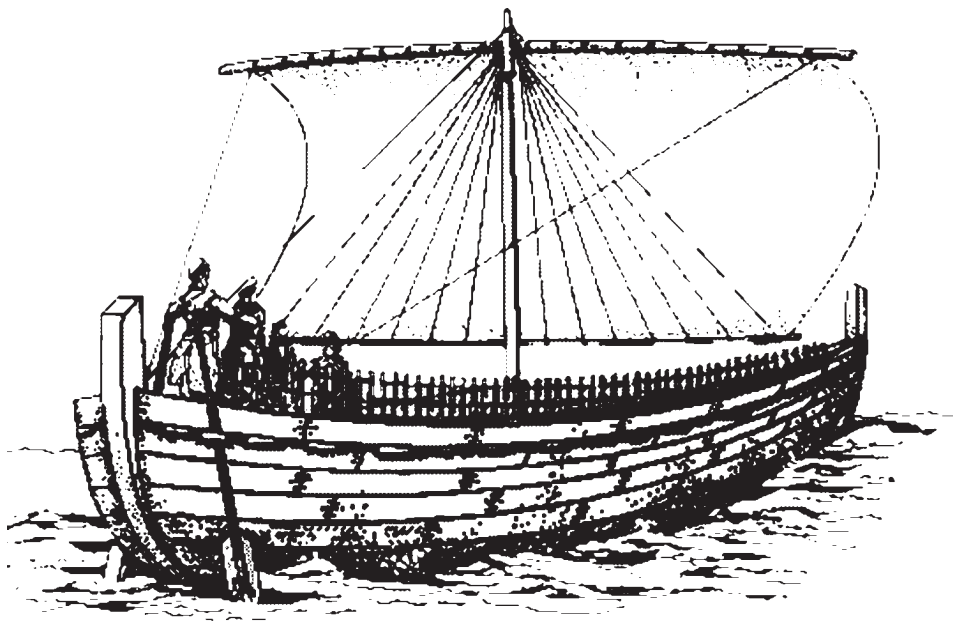
En este número 12 del Boletín se presentan algunas ponencias del evento. Se analiza la complementariedad entre las soluciones hidroeléctricas y las eólicas para dar robustez a los sistemas de generación, así como también el problema que ha causado el diferencial de pre-

cios de la gasolina, en frontera con Venezuela, para el gobierno colombiano.

Los gobiernos hacen grandes esfuerzos en formular e implementar políticas y proyectos en energización rural, de forma que las comunidades puedan disfrutar de una mejor calidad de vida; aquí se presenta uno de estos proyectos realizado por la Universidad Nacional de Colombia-Medellín junto con el Imperial College del Reino Unido.

También se publica un análisis de la industria del Gas Natural, en vista del círculo vicioso que se ha creado en Colombia, que no permite que se invierta en exploración ni que crezca la demanda de este energético.

Las intervenciones del seminario se encuentran en la página web del Observatorio en formato de power point. 





Diversificación en generación de energía en **COLOMBIA**

**Instituto de Energía,
Facultad de Minas,
Universidad Nacional.**

A

lo largo de los años se ha observado un acentuado crecimiento de la actividad industrial y en general de las diferentes actividades productivas del hombre, con un enorme aumento en el consumo de energía. La explotación de combustibles fósiles tuvo que acelerarse para cubrir la demanda energética, pero se concentró la búsqueda de alternativas en desarrollar este tipo de fuentes.

El desarrollo de otras fuentes no era prioritario, pero ante la nueva perspectiva del abastecimiento energético, se prestó mayor atención a la diversificación de fuentes de energía, con el uso a gran escala de fuentes no convencionales o alternativas tales como solar, eólica, geotérmica y mareomotriz.

El desarrollo tecnológico de las fuentes no convencionales, entre ellas la eólica es prometedor, pero es todavía incierto su futuro frente a las condiciones que les plantean los nuevos mercados, así como sus efectos frente a las tecnologías convencionales.

En Colombia la generación de energía es primordialmente hidroeléctrica, por lo tanto el sistema de generación es vulnerable durante las épocas de sequía

y existe un alto riesgo en el suministro de energía eléctrica contratada. La amenaza de apagones en el país, durante las épocas de sequías extremas, se ha mitigado, gracias a la importante componente térmica en el sistema; sin embargo esta alternativa es todavía insuficiente.

Se ha estimado, de manera preliminar, que Colombia cuenta con una capacidad superior a los 5000 MW de potencia eólica en la zona de la Guajira. Con la construcción de un parque eólico Jepirachi - piloto de 20 MW - se inicia la explotación de otras alternativas de generación de electricidad en Colombia. Mediciones preliminares permiten suponer un gran potencial eólico en la zona del parque, gracias a las altas velocidades promedio registradas.

En diferentes países se busca aprovechar la complementariedad que pueda existir entre las soluciones hidroeléctricas y las eólicas para dar robustez a los sistemas de generación. Es importante resaltar la potencial complementariedad entre los regímenes de viento donde se ubicará el parque eólico (La Guajira, noreste colombiano) y la hidrología del país. Esto indica la posible ventaja de la generación eólica, especialmente para periodos de hidrología crítica, como es el *Fenómeno del Niño*.

Este tipo de fuentes de energía, cuya fuente básica es fósil, están siendo reemplazados por iniciativas como los Mecanismos de Desarrollo Limpio, previsto en el Protocolo de Kyoto, que procuran limitar la emisión de gases de efecto invernadero.



Con una creciente generación eólica en Colombia, se tendría capacidad instalada para afrontar mejor periodos secos reduciendo el riesgo en el suministro de energía, pero la viabilidad económica de los proyectos está por demostrarse.

Surgen muchos interrogantes acerca del impacto que el desempeño de la tecnología tendrá en el mercado colombiano de energía, pero con la diversificación en la generación de energía eléctrica con eólica se espera poder atender de una forma más confiable la demanda, incluso con la presencia de fenómenos extremos como es el Niño. Lo anterior es posible, sin embargo los costos de los proyectos y la coyuntura del sector dificultan la explotación de estas tecnologías en Colombia.

Como la velocidad del viento es una variable que presenta una alta incertidumbre, es necesario evaluar el impacto del ingreso de la tecnología eólica en el mercado eléctrico colombiano, en aspectos fundamentales como su despacho y comercialización, asuntos que son esenciales para evaluar la factibilidad de proyectos de generación de este tipo.

En este artículo se presenta un modelo desarrollado en DS para la simulación del comportamiento del sistema energético colombiano, con la introducción de una capacidad significativa de energía eólica.

INTRODUCCIÓN

El abastecimiento de energía en Colombia aprovecha principalmente el recurso hidráulico del país; no obstante, a causa de la crisis energética o “apagón” de 1992 y el sucesivo Fenómeno del Niño, debió considerarse la diversificación de fuentes de energía y disminuir la dependencia de las fuentes hidráuli-

cas para generación eléctrica. De esta forma, la generación térmica se incrementó y se construyeron varias plantas en la década de los años noventa, las cuales incrementaron notablemente la energía firme con que cuenta el sistema; se afrontó entonces el Fenómeno del Niño de 1998 sin tantos problemas para la atención de la demanda nacional.

Las plantas térmicas, a pesar de que en condiciones críticas han aportado enormes beneficios al SIN, presentan otro tipo de problemas tales como, su costo de mantenimiento, el costo del combustible que emplean, su forma intrínseca de operación, el retiro de plantas debido a su antigüedad, entre otros. Este tipo de fuentes de energía, cuya fuente básica es fósil, están siendo reemplazados por iniciativas como los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), previsto en el Protocolo de Kyoto, que procuran limitar la emisión de gases de efecto invernadero (Concha y Jaimes, 1999; p39). Por esta razón, es conveniente considerar otras opciones tecnológicas.

En la actualidad, se está dando una creciente participación en los mercados mundiales de la generación con fuentes alternativas o renovables, en especial de la generación eólica. Colombia está a las puertas de incorporar energía eólica interconectada al SIN con el primer parque eólico para generación eléctrica. Por tanto, es fundamental entender los posibles impactos de esta tecnología en su mercado de energía, la posible expansión de la capacidad eólica instalada, y en general comprender las variables del nuevo sistema de generación nacional al introducir generación eólica.

Se consideró conveniente construir un modelo en Dinámica de Sistemas (DS) que representa la operación de las tecnologías hidráulica, térmica y eólica,

su interacción y realimentación, para evaluar las posibles ventajas y desventajas de la diversificación en las fuentes de generación de energía en Colombia con energía eólica.

EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN NACIONAL

Con la nueva composición la capacidad instalada del SIN afrontó el Fenómeno del Niño durante 1998, y si bien fue más intenso no hubo apagón (Ochoa, 2001; p11).

Se comprobó entonces las ventajas de la diversificación de fuentes de energía en Colombia y se aprovechó las ventajas inmediatas que representa la operación de esta tecnología: instalación más rápida, independencia del factor climático, disminución del riesgo de nuevos racionamientos de energía; entre otros. Lo más destacable de esta tecnología en el país en los últimos años es la forma como a partir de la crisis energética de 1992 aportó firmeza al sistema, a pesar de los eventos críticos de la hidrología de ese año y de 1998, además de otros eventos como la voladura de torres de energía y la consecuente fragmentación que esto causa al SIN (Prada, 2001. p45).

Es conveniente entonces reflexionar sobre la expansión de la capacidad instalada en Colombia, y más aún de los mercados mundiales, teniendo en cuenta la profunda crisis que se avecina con el agotamiento de los combustibles fósiles y la posibilidad de explotar otras tecnologías limpias.

FUENTES ALTERNATIVAS DE ENERGÍA

La creciente demanda, además de la preocupación por la preservación del medio ambiente, hace que deba replantearse el esquema mundial de explotación de los recursos no renova-



bles con miras al futuro aprovisionamiento de recursos energéticos (Jagadeesh, 2000; Yue, Liu, y Liou, 2001).

El costo, desempeño y confiabilidad de las tecnologías alternativas ha mejorado dramáticamente los últimos 20 años. El costo de la electricidad de muchas de esas tecnologías es ahora comparable con el de las plantas de combustible fósil. (OSTP, 1997; p1). Por otro lado la voluntad mundial de sustituir los combustibles fósiles, materializada en la firma del Protocolo de Kyoto, y la estimación del crecimiento de la demanda de energía en un 75% para el periodo 1995-2020 (Concha y Jaimes, 1999; p27), permiten asegurar que debe darse un mayor empuje hacia la penetración de los mercados por las energías renovables. Lo anterior puede explicarse en la forma como la generación eólica está alcanzando competitividad frente a los costos variables de las plantas de potencia tradicionales y la competitividad económica de los sistemas solares y fotovoltaicos está también mejorando. (OSTP, 1997; p1).

1 Energía eólica en el mundo

Los países más avanzados en su política energética ya han emprendido una línea clara de introducción del uso de la energía eólica en sus sistemas de producción energética, como son Alemania, EE.UU, y España. En la Tabla 1 se observa la capacidad instalada de diferentes países actualizada a abril de 2003; éste es un claro ejemplo de la potencialidad de la energía eólica para la producción de energía eléctrica.

Tabla 1. Países con mayor capacidad instalada eólica en el mundo. Actualizado abril 2003.

Puesto	PAIS	MW
1	ALEMANIA	12.079
2	ESPAÑA	4.832
3	ESTADOS UNIDOS	4.685
4	DINAMARCA	2.889
5	INDIA	1.702
6	ITALIA	785
7	HOLANDA	666
8	REINO UNIDO	557

La utilización de la energía eólica para la producción de energía eléctrica en sistemas conectados a la red se ha consolidado en la mayor parte de los países europeos como una forma de diversificación de la actual estructura energética, y continúa con un incremento progresivo en sus instalaciones. La potencia total instalada de origen eólico en el mundo es de unos 31.500 MW, de los cuales más de 23.500 MW se encuentran en los países de la Unión Europea.

2 Firmeza y complementariedad con la energía eólica

La vulnerabilidad de los sistemas de generación que se basan en hidroeléctricas, como es el caso colombiano, se evidencia especialmente en periodos de sequía extrema como el Fenómeno del Niño. Es así como la holgura energética no debe medirse con base en la capacidad instalada y la demanda, sino con base en la potencia media o firme. (Ochoa, 2001; p16). Una forma de disminuir ese riesgo, en condiciones críticas del recurso hídrico,

podría ser utilizando tecnologías que operen con otro recurso, como la eólica.

En varios países del mundo se están instalando centrales eólicas para operar de manera complementaria con las centrales hidráulicas por la complementariedad estacional que se da entre sus recursos (Odilon et al, 1999; p79; Bélanger y Gagnon, 2002; p1279). En el caso de Brasil, se cuenta con estudios que permiten concluir sobre una complementariedad estacional hidro-eólica en importantes áreas de país como son el Suroeste, Sureste y Noreste.

La importancia de la posible penetración eólica en esas zonas, implica el incremento en la confiabilidad del sistema, dadas las condiciones climáticas, pero también unos ahorros de agua aprovechables tanto para generación eléctrica como para sistemas de riego. (Odilon et al, 1999; p81). No obstante la firmeza de un sistema eólico por sí solo, cuando se trata de la integración entre hidráulicas y eólica, se incrementa su Factor de Planta respecto al del sistema puramente hidráulico. (Odilon et al, 1999; p82).

Si se consideran otras latitudes, como es el caso de Québec, las condiciones son también favorables: los picos en la demanda en el invierno coinciden con los vientos más fuertes. (Bélanger y Gagnon, 2002; p1280). A pesar de las fluctuaciones típicas de la energía del viento, que pueden ser soportadas utilizando generación hidráulica como "Back Up", este tipo de fuente de energía puede considerarse como una fuente confiable de energía. (Bélanger y Gagnon, 2002; p1282).



Se plantea, como una posibilidad, para Colombia una diversificación de la expansión energética con base en plantas de generación eólica, una vez se compruebe que el recurso viento sea suficiente. Además, comprobándose la potencial complementariedad con la hidrología, su utilización sería mucho más importante durante periodos críticos como el Niño.

3 Generación eólica en Colombia

A pesar de que la tecnología eólica ha tenido un crecimiento impresionante durante los últimos 20 años, en Colombia se ha considerado esta tecnología de forma muy aislada y no se han llevado a cabo proyectos de dimensión considerable; de hecho, el concepto de Parque Eólico es ajeno al contexto nacional.

En la Costa Norte colombiana, en el departamento de la Guajira, se ubicará el primer Parque Eólico del país, interconectado al SIN. Con la entrada en operación de dicho parque se podrá evaluar realmente la potencialidad de la generación eólica en Colombia. (EPM, 2001).

Hasta ahora las velocidades registradas en la zona sugieren un gran potencial, dado que es igual o superan las velocidades promedio de muchos parques en el mundo, tales como Pico Truncado, Patagonia argentina, con 9.3 m/s, la región de Cayo Sabinal, Cuba, con 6.3 m/s a 10 m/s en Europa que se encuentran regularmente de 8m/s. Ver Tabla 2.

Tabla 2. Valores promedio de velocidad del viento según estaciones en la Guajira.

ESTACIÓN	VELOCIDAD A 10 m DE ALTURA (m/s)	VELOCIDAD A 50 m DE ALTURA (m/s)
Puerto Bolívar (15 años)	7,01	-
Cabo de la Vela	7,27	9,15

4 Mercado de la energía eólica en Colombia

Surgen muchos interrogantes para la explotación de esta tecnología en el mercado colombiano, a diferencia de otros países más desarrollados en los cuales operan mecanismos para incentivar la generación de energía con tecnologías limpias.

En Europa y Estados Unidos operan mecanismos tales como el RPS (Renewable Portfolio Standard), que es un instrumento para incrementar la producción de electricidad de fuentes de energía más costosas pero con beneficios sociales y ambientales. (Berry y Jaccard, 2001: p263).

Debido a la próxima incorporación de la energía eólica en Colombia en su sistema de generación de electricidad, se tienen muchas preguntas en cuanto a la operación conjunta. Las nuevas interacciones que se presenten entre las tecnologías frente al despacho y las demás variables involucradas, la potencial complementariedad hidráulico-eólica, la forma como el sistema podrá expandirse con base en eólica, todos son interrogantes por estudiar. El modelamiento en Dinámica de Sistemas se consideró conveniente para representar la complejidad del sistema descrito, así como para analizar las interaccio-

nes entre las variables consideradas, así como los posibles retardos entre las mismas.

MODELO DE SIMULACIÓN EN DINÁMICA DE SISTEMAS

El modelo cuenta con módulos que permiten analizar la dinámica del mercado: precio de bolsa, la oferta y demanda de energía; entre otros se destacan: módulo de hidrología, módulo de precio de la energía y despacho, precio de bolsa real y modelado, despacho por tecnología.

La Figura 1 representa un modelo general del mercado de la energía eólica, teniendo en cuenta que la formación de precios de Bolsa y de Contratos se hará con la oferta de la industria, que es la oferta de las plantas hidráulicas y térmicas, así como la del Parque Eólico, además de la hidrología y la demanda total del mercado.

La oferta de cada una de las plantas depende también de la demanda total del mercado y de la capacidad de generación (o disponibilidad) de las plantas. Ésta depende de los incentivos de inversión que a su vez dependen las señales de precio de bolsa y de precio de los contratos.

Figura 1. Modelo general para el mercado de energía



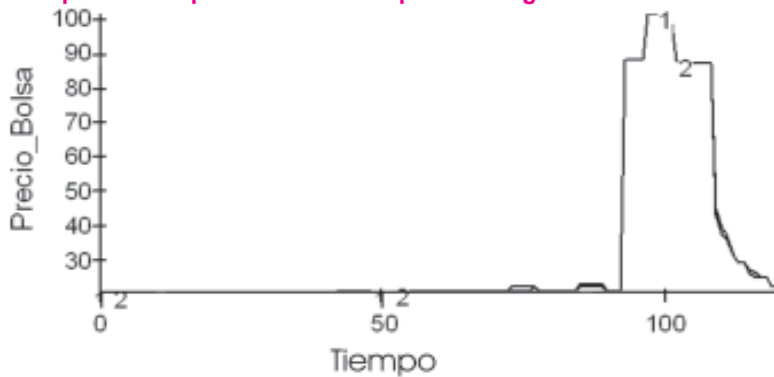
Figura 2.

Impacto en el precio de la Bolsa por la Energía Eólica 1998-2002



Figura 3.

Impacto en el precio de la Bolsa por la Energía Eólica 2003-2012.



Entre los resultados que se han obtenido se encuentra el impacto que la generación eólica tiene en el Precio de Bolsa. Lo anterior se puede observar en la Figura 2 para una simulación del periodo 1998-2002 incluyendo generación eólica con un Parque de 300 MW.

Considerando un periodo de simulación 2003-2012, teniendo un escenario bajo de crecimiento de la demanda y un niño a finales del período de simulación, no se observan cambios fuertes en el comportamiento y magnitud del Precio de la Bolsa, la introducción de la energía eólica, en este caso, afecta Máximo el precio de la Bolsa en 2US\$/MWh. Ver Figura 3.

Otra de las variables importantes consideradas para evaluación es el precio de los Contratos: los precios en \$/kWh de los contratos y el margen del sistema se observan en la Figura 4. Allí se puede ver que hay un retardo entre el

Margen y el precio de los Contratos ya que una caída en el margen, produce un pequeño aumento en el precio de los Contratos.

Se puede observar también como el precio de los Contratos en los primeros meses cae, aunque el margen también caiga; esto se debe a que el margen está muy alto en los primeros meses de la simulación. Este precio de los Contratos tiene muy poca variación en el tiempo de simulación, pasa de 69.7 a 70.1 (\$/kwh).

CONCLUSIONES

Es momento de aprovechar la evolución de una tecnología como la eólica, para incorporarla como una alternativa confiable para la expansión del sistema de generación de electricidad en Colombia. La aparición de nuevos fenómenos del Niño, sin un adecuado fortalecimiento del sistema, reviven el riesgo de un nuevo apagón.

Es fundamental analizar mejor la diversificación del sistema con fuentes de energía diferentes a las tradicionales, y la tecnología eólica se presenta como una alternativa muy interesante, dado su desarrollo, la ventaja de la potencial complementariedad hidrológica y el creciente interés mundial por la propagación del uso de las fuentes limpias.

Gracias al modelamiento en DS es posible considerar la expansión eólica desde una perspectiva conjunta entre disponibilidad energética, ventajas económicas y complementariedad con otras fuentes.


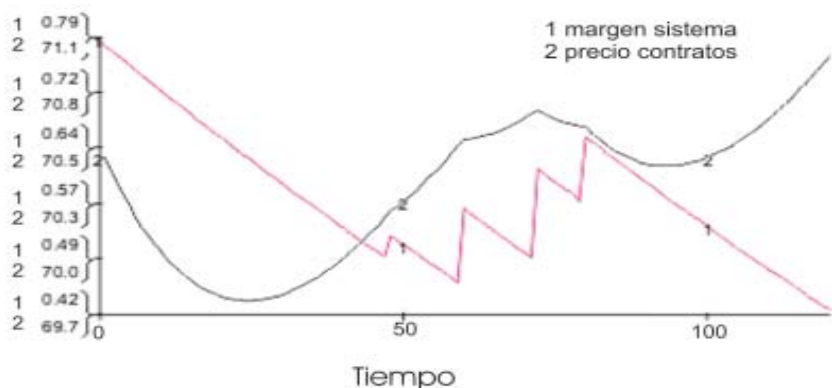
Si bien la variabilidad en la generación suministrada por el Parque Eólico es muy alta, lo cual es inherente a la naturaleza de su fuente, puede considerarse como una alternativa tecnológica que aporta robustez al sistema, dada su firmeza intra-anual. 

Figura 4.

Precio promedio de los contratos despachados y margen del sistema





CONTRABANDO Y DIFERENCIAL DE precios de la GASOLINA en la frontera COLOMBO-VENEZOLANA

Juan Carlos Cárdenas Valero

Estudiante de Economía

Hay que reconocer que el diferencial de precios de la gasolina en la frontera colombo-venezolana ya es un problema incontrolable para el gobierno colombiano. Su solución no proviene de leyes o decretos que fijen zonas especiales para la comercialización de la gasolina venezolana. La solución definitiva sólo puede provenir de un acuerdo bilateral entre los dos gobiernos.

Desde inicios de la década de los años ochenta se hace evidente la presencia de una marcada diferencia en los precios de los combustibles en la frontera con Venezuela, país que, a modo de redistribuir su riqueza petrolera, subsidia el consumo de gasolina entre sus nacionales.

El presente documento trata de reconstruir ese diferencial de precios, como explicación al creciente contrabando de gasolina que afecta a nuestro país, basado en la serie de precios de la gasolina para Colombia y Venezuela, traídos a pesos colombianos en el período 1983-2003.

EL DIFERENCIAL DE PRECIOS

Aunque para inicios de los años ochenta los habitantes de las zonas fronterizas se desplazaban hasta el vecino país para comprar la gasolina a un precio más económico¹, es sólo hasta 1983 cuando el diferencial de precios se hace evidente, después de la fuerte devaluación de la moneda venezolana (El Bolívar), tras la crisis por el pago de deuda externa que vivió este país y la implantación de una nueva fórmula para calcular el precio de la gasolina en Colombia.

Esta diferencia de precios hizo atractivo el contrabando de combustibles para la zona de frontera, ya que a muchos habitantes de la región se les dificultaba comprar la gasolina en el vecino país². En las calles de ciudades como Cúcuta y Maicao nacen los llamados “Pimpineros”, los cuales comercializan el combustible de contrabando; estas personas extraídas de las clases menos favorecidas de la región, ven en este negocio una oportunidad para aumentar sus ingresos y satisfacer sus necesidades básicas, ante la imposibilidad del Estado colombiano de garantizarles alternativas dignas de sustento.

Para el período 1982-1992, a pesar de los aumentos anuales de la gasolina en Colombia, se observa una estabilidad en el diferencial de precios tanto absoluto como relativo (Ver gráficos 1 y 3); exceptuando los años de 1987 y 1988 cuando el diferencial aumentó como consecuencia de la devaluación del Bolívar provocada por la inestabilidad política y económica que vivió el vecino país, después de la caída de los precios internacionales del petróleo.

1 Ver: Mojica, Amílcar y Mantilla, Freddy 1999, “El proceso de comercialización de la gasolina en la frontera colombo-venezolana”, Banco de la República, San José de Cúcuta.
2 Las estaciones de servicio nacionales en Venezuela, sólo venden gasolina a vehículos venezolanos de conductores venezolanos, por números de placas según el día de la semana.

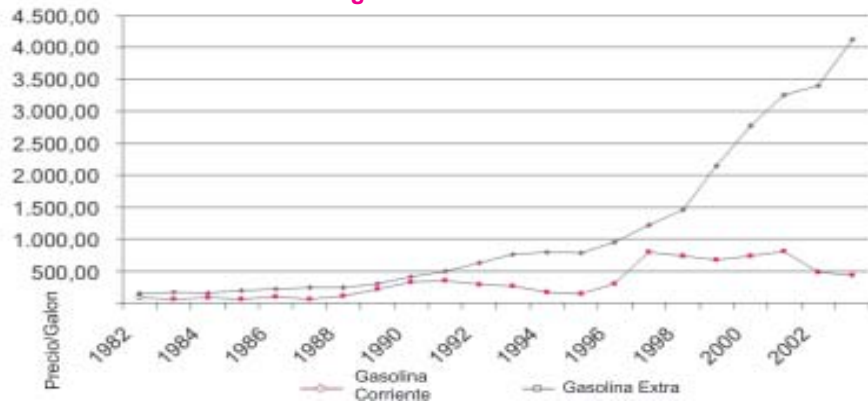


En 1991 la nueva Constitución política de Colombia crea el Impuesto al Valor Agregado "IVA", incrementando los precios de la gasolina nacional que, sumado a la revaluación del peso colombiano frente al Bolívar, dispara en un primer momento el diferencial de precios hasta 1998. En este período 1992-1998, se observa que la diferencia relativa de precios alcanza 4,8 veces el precio de la gasolina nacional frente a la gasolina venezolana, y el contrabando alcanza un margen promedio del 72%.

Para este período, el contrabando de gasolina deja de ser exclusivo de las zonas fronterizas y comienza a incursionar al interior del país a baja escala incentivado por el amplio margen a ofrecer. Los primeros pimpineros que aparecieron en 1983 se han organizado y comenzado a distribuir combustible en grandes cantidades a departamentos no fronterizos.

La nueva estructura de precios de la gasolina nacional aumentó la demanda de combustible venezolano en la frontera, razón por la cual los distribuidores venezolanos pidieron a su gobierno aumentar sus cupos de venta en frontera, a lo que se respondió con la creación de los "Servicios de Atención Fronteriza" SAFEC en 1994, que venden el combustible a precios internacionales en las zonas de frontera sin ninguna restricción.

Gráfico 2.
Margen del contrabando



FUENTE: ECOPETROL, Ministerio de Minas y Energía de Venezuela, Banco de la Republica Regional Norte de Santander, Fendinal, Cálculos del Autor.

Entre 1998 y 1999 se produce un cambio en la estructura para calcular los precios de la gasolina en Colombia, lo cual lleva a aumentar el diferencial a sus niveles actuales. En 1998 se crea la sobretasa al consumo de gasolina y se liberan los precios de la gasolina extra, posteriormente se liberaran los precios de la gasolina corriente. La nueva fórmula para calcular los precios, ata el precio nacional a los precios internacionales del petróleo, agregando así un nuevo factor de variabilidad al precio nacional.

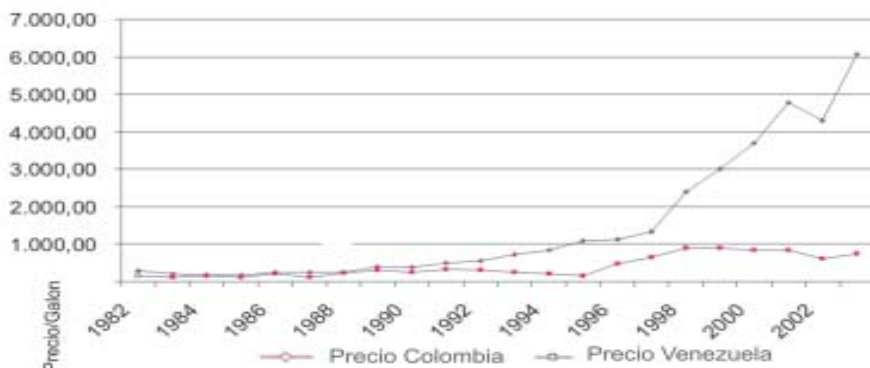
El efecto inmediato de la liberación de precios y la sobretasa a la gasolina se puede ver en las gráficas 1 y 2. El diferencial aumenta de manera exorbitante, pasando de \$1.409 en 1998 a \$3.503 en 2001, impulsado por los altos precios

internacionales del petróleo, el desmonte de subsidios al consumo y los reajustes a las tasas impositivas que afectan el precio de la gasolina. En Venezuela para este período se mantiene constante el precio de la gasolina y su tasa de cambio se mantiene relativamente estable.

Es justo en este período cuando el contrabando se hace notar al interior del país y se vuelve incontrolable para las autoridades nacionales, los pimpineros son reemplazados por pequeñas mafias que se crean alrededor del negocio y por los actores del conflicto armado colombiano, que ven en el contrabando de gasolina una fuente de financiación para sus actividades ilícitas. Según cálculos de la UPME el contrabando de gasolina en 1996 se estimó en 800 barriles por día y para 1998 ya alcanzaba los 12.000 barriles.

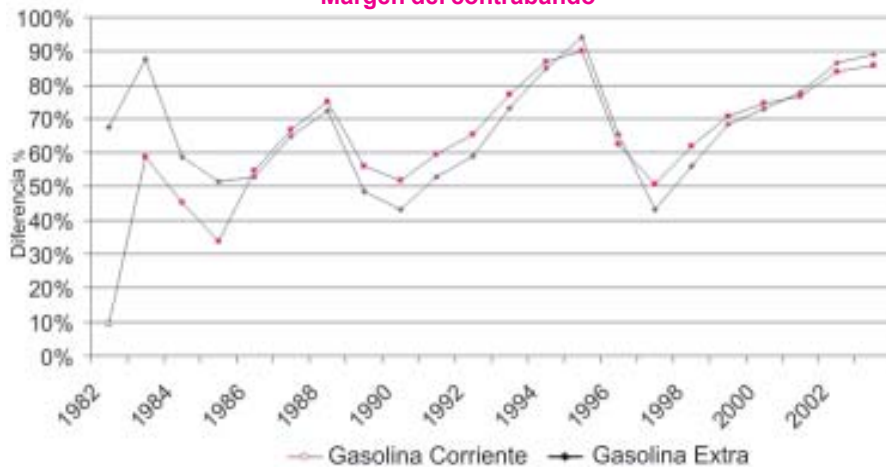
En 2002, el diferencial de precios se ubica en \$3.672, pese a la reducción de precios de la gasolina en Colombia por efecto de la caída en el precio internacional del crudo. En este año el diferencial de precios es afectado por la fuerte devaluación de la moneda venezolana que alcanza el 61% anual; la UPME calcula un contrabando aproximado de 16.000 barriles día para este período.

Gráfico 1.
Precios de la gasolina extra Colombia y Venezuela



FUENTE: ECOPETROL, Ministerio de Minas y Energía de Venezuela, Banco de la Republica Regional Norte de Santander, Fendinal, Cálculos del Autor.

Gráfico 3.
Margen del contrabando



EL DIFERENCIAL DE PRECIOS ACTUAL

El 2003 ha sido un año record para el diferencial de precios: el incremento en los precios internacionales del petróleo ha provocado un súbito aumento en los precios de la gasolina en Colombia, sumado a la caída del precio en pesos de la gasolina venezolana a causa de la fuerte devaluación sufrida por el Bolívar en el primer semestre del año, que obligó a las autoridades venezolanas a fijar la tasa de cambio.

El diferencial de precios para la gasolina corriente a noviembre de 2003

se ubicó en \$4.104,37 y en \$5.974 para la gasolina extra, con un margen para el contrabando de 88.55% y 89.10%, respectivamente. El Cuadro 1³, muestra el diferencial de precios absoluto y relativo para la gasolina comprada en estaciones nacionales de Venezuela y estaciones SAFEC.


La tasa de cambio fija en Venezuela, ha provocado un crecimiento de la comercialización de Bolívares por fuera de esta norma a un precio más bajo en la frontera con Colombia; esto, por tanto, ha agregado un incentivo más al contrabando de gasolina, ya que a pesar de que la tasa oficial del Bolívar se encuentra en \$1.77 en frontera, el Bolí-

var se vende a \$1.1⁴. El cuadro 2 muestra el diferencial de precios de la gasolina para el Bolívar tranzado en la frontera.

CONCLUSIONES

Observando el diferencial de precios, es claro que Colombia representa un mercado natural para la gasolina venezolana debido a la amplia ventaja absoluta que en precios y producción posee el vecino país; no obstante, es importante resaltar que el aumento del diferencial en las últimas dos décadas se debe, en un principio, al constante aumento de los precios de la gasolina colombiana y a que éstos han venido reajustándose en los últimos dos años mucho más de lo que Venezuela en los últimos veinte.

Aunque el gobierno colombiano en el último año ha avanzado en acuerdos que permiten la distribución de gasolina venezolana en los municipios fronterizos por parte de las personas que actuaban como contrabandistas, es hora de buscar mecanismos que sancionen a los grandes contrabandistas, ya que el vacío legal que existe en torno a este delito fomenta aún más el ilícito.

Por último hay que reconocer que el diferencial de precios de la gasolina en la frontera colombo-venezolana ya es un problema incontrolable para el gobierno colombiano. Su solución no proviene de leyes o decretos que fijen zonas especiales para la comercialización de la gasolina venezolana. La solución definitiva sólo puede provenir de un acuerdo bilateral entre los dos gobiernos, que tenga en cuenta la problemática socioeconómica que afecta a esta zona. 

Cuadro 1.

TIPO DE COMBUSTIBLE	VENEZUELA			COLOMBIA		
	Estación Nacional	Estación Internacional	Relación Precio Inter/Nac.	Precio Promedio en Bogotá	Relación Con Nacional Venezolana	Relación Con Internacional Venezolana
GASOLINA CORRIENTE ^A	469,96	1174,89	2,50	4104,37	8,7	3,5
GASOLINA EXTRA ^{AA}	651,22	1309,16	2,01	5974	9,2	4,6

FUENTE: FENDINAL, SAFEC PDVSA Ureña, Cálculos del autor

^A Para los cálculos se asimila la gasolina corriente colombiana a la gasolina venezolana de 87 octanos

^{AA} La gasolina extra se asimila a gasolina venezolana de 95 octanos.

Cuadro 2.

TIPO DE COMBUSTIBLE	VENEZUELA			COLOMBIA		
	Estación Nacional	Estación Internacional	Relación Precio Inter/Nac.	Precio Promedio en Bogotá	Relación Con Nacional Venezolana	Relación Con Internacional Venezolana
GASOLINA CORRIENTE [*]	311,94	779,84	2,50	4104,37	13,2	5,3
GASOLINA EXTRA ^{**}	432,26	868,69	2,01	5974,00	13,8	6,9

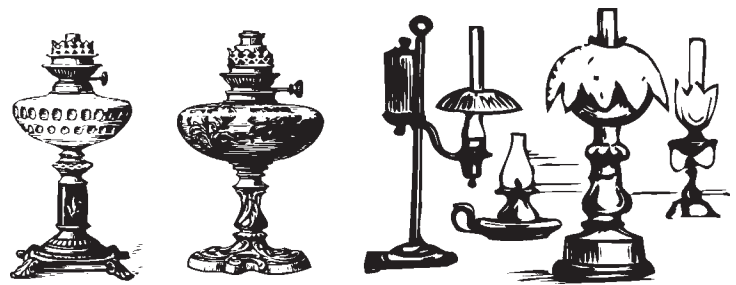
FUENTE: FENDINAL, SAFEC PDVSA Ureña, Cálculos del autor

^{*} Para los cálculos se asimila la gasolina corriente colombiana a la gasolina venezolana de 87 octanos

^{**} La gasolina extra se asimila a gasolina venezolana de 95 octanos.

3 | Los cuadros 1 y 2 se construyen con base en el trabajo realizado por ALFA & OMEGA para la UPME en el 2003.
4 | Tasa de cambio vigente en frontera para finales de noviembre de 2003.

Modelos para análisis de políticas y toma de decisiones en ENERGIZACIÓN RURAL



Instituto de Eneqía,
Facultad de Minas,
Universidad Nacional.

El no contar con procesos y herramientas formales que apoyen a los decisores, tanto en el momento de la toma de sus decisiones, como en el estudio y análisis previo de las mismas, contribuye al fracaso de los proyectos de energización rural.

En el mundo y especialmente en los países subdesarrollados, gran parte de la población vive en zonas pobres, aisladas y no interconectadas¹. Debido a esto, los gobiernos y numerosas ONG hacen grandes esfuerzos en formular e implementar políticas y proyectos en energización rural basados en la idea de que con energía, las comunidades podrán disfrutar de una mejor calidad de vida, incrementando significativamente las oportunidades de desarrollo para su región. Sin embargo, a pesar de tales esfuerzos, dichos proyectos de energización, en su mayoría, no han sido exitosos.

Uno de los principales factores causantes de este problema, se ubica en el momento del planeamiento del proyecto. El no contar con procesos y herramientas formales que apoyen a los

decisores, tanto en el momento de la toma de sus decisiones, como en el estudio y análisis previo de las mismas, contribuye al fracaso de los proyectos. Se considera necesario contar con herramientas que le permitan a los decisores, analizar y vislumbrar cuáles podrían ser las diferentes consecuencias de la toma de sus decisiones.

En este sentido, la Universidad Nacional de Colombia-Medellín junto con el Imperial College del Reino Unido, viene desarrollando una serie de herramientas de apoyo al análisis y toma de decisiones en energización rural. La

¹ En Colombia, al año 2000, alrededor de 1'524.304 habitantes viven en zonas aisladas o no interconectadas. De estos el 12,4% reside en las capitales departamentales y cabeceras municipales, y el 88% en los centros y áreas rurales. Con una densidad promedio de 2 hab/Km², estas zonas ocupan alrededor del 66% del territorio nacional y cuentan con una cobertura en servicio de energía del 55% (OPET, 1999; UPME, 2000).



primera de ellas, es un sistema de apoyo a la toma de decisiones basado en técnicas de análisis multiobjetivo (AMO). Las técnicas AMO han sido usadas en el pasado para resolver un sinnúmero de problemas relacionados, donde hay que considerar explícitamente varios criterios u objetivos y varios actores o decisores para la toma de decisiones. Estas técnicas han sido aplicadas en muchas áreas de la ingeniería, incluyendo los sectores energético (escogencia de tecnologías) y ambiental (Smith y Mesa, 1996; Huang et al, 1995; Kablan, 1995; Mirasgedis y Diakoulaki, 1997; Becalli et al, 1998; Watson y Ter-Gazarian, 1999; Hobbs y Meier, 2000; Munda et al, 1994; Faucheux y O'Connor, 1998). También, se han venido desarrollando dos modelos de simulación, basados en Dinámica de Sistemas, para el análisis de políticas a nivel local y nacional, en energización rural. Dichos modelos permiten analizar los posibles efectos futuros de las supuestas decisiones tomadas con la ayuda de la primer he-

rramienta. A continuación se describe en algún detalle, cada una de estas herramientas y modelos.

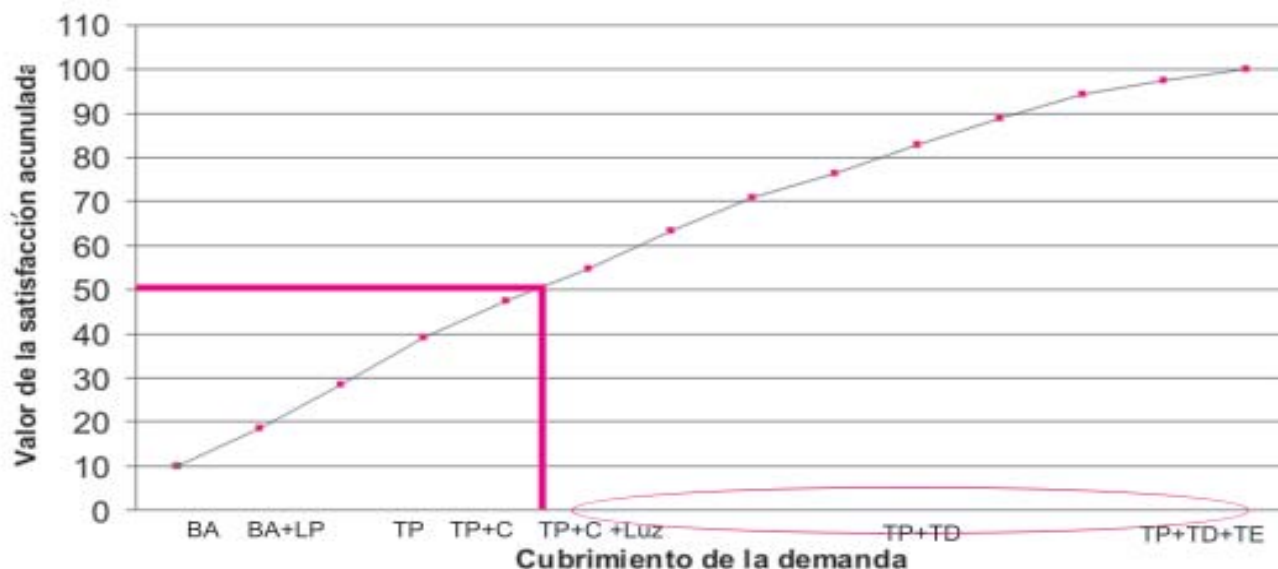
MODELO DE TOMA DE DECISIONES MULTI OBJETIVO EN ENERGIZACIÓN RURAL

Se propone una metodología para la formulación y solución de dos problemas de toma de decisiones multiobjetivo en energización rural. El primero corresponde a la *selección de alternativas de suministro energético a comunidades por fuera del sistema interconectado nacional*, que debe resolverse de forma particular para cada comunidad, bajo los mismos procedimientos de evaluación, para que todas las comunidades tengan luego las mismas oportunidades de ser seleccionadas en el momento de una eventual del segundo problema correspondiente a la *priorización de comunidades que se encuentren consideradas dentro de un plan de energización regional o nacional*. En

este problema se enfrentan las alternativas más satisfactorias de cada comunidad, encontradas con la solución del primer problema. Los pasos propuestos para enfrentar estos de decisiones son:

1. **Definición del grupo de decisores:** Se deben escoger los representantes de los diferentes sectores que se ven de una u otra forma involucrados con el proyecto (autoridades locales, inversionistas potenciales, el gobierno central, ONGs, la comunidad en general, entre otros) (Georgopoulou et al, 2003; Polatidis et al, 2002; Kablan, 1997; Huang et al, 1995).
2. **Caracterización del emplazamiento:** Se deben identificar los recursos o capitales (físico, humano, social, financiero y natural) de la comunidad rural (DFID, 2000, 2002).
3. **Caracterización de las demandas:** Esto se refiere a identificar (por

Gráfico 1.
Ejemplo de una posible curva de valor para la atención de los diferentes niveles de demanda energética en una comunidad.





medio una serie de preguntas que aparecen en un cuestionario estructurado que se le hace a la comunidad previamente) los diferentes tipos de demanda energética que requiere la comunidad. Esto con el fin de proponer alternativas de energización mixtas, donde cada demanda sea atendida con diferentes energéticos, de tal forma que se pueda encontrar una solución energética eficiente y flexible; poder atender las demandas más importantes de manera prioritaria; buscar un equilibrio entre la confiabilidad del servicio, el número de horas diarias, el margen de la demanda y la cobertura; evitar plantear soluciones costosas y radicales, y así disminuir las restricciones en recursos financieros de inversión.

Para esto, lo primero que se debe hacer es diferenciar y cuantificar cada componente de la demanda (electricidad, calor, bombeo de agua, etc.) y el sector al que está asociado (doméstico, agrícola, sector público, etc.). Después, ordenar los tipos de demanda de acuerdo a las necesidades (productivas, domésticas, de salud) de la región. Luego, con base en las demandas priorizadas, definir una curva de satisfacción acumulada, que represente la satisfacción que le genera a la comunidad el cubrir diferentes niveles de demanda (ver Gráfico 1).

4. Definición de las alternativas: De la curva de satisfacción de la demanda (Figura 1), los decisores pasan a definir, en consenso, sus preferencias respecto al nivel mínimo, por encima del cual desean se encuentre su proyecto de energización (ver líneas rectas Gráfica 1). De allí, surge el intervalo de

capacidad, donde se van a ubicar las diferentes alternativas de energización: eólica, biomasa, solar fotovoltaica, diesel, etc., (ver óvalo Gráfico 1).

- 5. Definición de los criterios de selección o priorización:** Dentro del modelo de toma de decisiones se propone una serie de criterios u objetivos basados en los conceptos de medios de vida sostenibles planteados por el DFID (Cherni, 2003; DFID, 2000; 2002), por ejemplo: número de nuevos empleos directos e indirectos generados después de aparecer la tecnología, emisiones de gases (CO₂, COx, SOx y NOx), Impacto visual, número de habitantes cobijados con la alternativa, TIR, VPN, B/C, Costo Unitario de Generación, modularidad de la tecnología, entre otros. Con estos criterios lo que se pretende es mejorar las condiciones existentes de los cinco capitales principales de una comunidad rural, los cuales son: Capital Físico, Capital Humano, Capital Natural, Capital Financiero y Capital Social.
- 6. Evaluación de alternativas vs objetivos:** Todas y cada una de las alternativas de energización o comunidades a priorizar, deben ser evaluadas con respecto a cada uno de los criterios de decisión en una matriz de alternativas vs criterios, donde cada valor indica el grado de cumplimiento que una alternativa en particular tiene para el logro de un criterio de decisión en particular.
- 7. Aplicación de métodos de análisis multiobjetivo:** Para resolver el problema se pueden usar diversos métodos de análisis multiobjetivo (AMO), los cuales fueron desarrollados con el propósito de ayudar a rea-

lizar procedimientos de escogencia o priorización de alternativas, bajo un contexto de múltiples objetivos. Algunos de los métodos AMO más conocidos son: el método de los Factores Ponderantes (Zadeh, 1963), el de las Restricciones (Haimes et al, 1971), la Programación por Compromiso (Zeleny, 1973), la Programación por Metas (Charnes y Cooper, 1963) y la Función de Utilidad Multicriterio. Para una revisión detallada de todos los métodos se puede recurrir a Smith et al, (2000).

ANÁLISIS DE POLÍTICAS A NIVEL NACIONAL

Es bien sabido que los recursos económicos estatales no son suficientes para desarrollar todos los proyectos existentes en el banco de proyectos. Actualmente la forma como se realiza dicha asignación, no asegura que la decisión tomada sea la mejor en términos de cobertura, equidad, austeridad, sostenibilidad y desarrollo, entre otros.

Por esta razón se propone un modelo de dinámica de sistemas unido a un modelo de análisis multiobjetivo, el cual permitirá optimizar el uso de los recursos financieros del país bajo diferentes escenarios y políticas. La idea general es simular las decisiones que se toman en un horizonte temporal de corto o mediano plazo, contemplando posibles políticas de subsidios, presupuesto, políticas ambientales, económicas, tecnológicas y de proyectos prioritarios (DFID, 2000; 2002). La forma como el Estado financia estos proyectos de energización se muestra en (IPSE, 2001).

Se espera como resultado final, poder proponer políticas que ofrezcan mejores tendencias en el tiempo, en cuanto a criterios como cobertura, ca-



lidad del servicio, potencial de empleo, equidad sostenibilidad, impacto ambiental y restricciones como teniendo en cuenta restricciones ambientales, de capacidad de pago y presupuesto. En el Gráfico 2 se muestra el esquema del modelo de optimización unido con el modelo de dinámica de sistemas. La forma de operatividad del modelo parte de unas condiciones iniciales (como por ejemplo un número determinado de personas con demanda insatisfecha de energización en cada una de las 5 zonas del país y un listado de proyectos realizables dentro del banco de proyectos), y es la siguiente:

Como primera medida se define el escenario y las políticas en las que se va realizar la simulación. En segundo lugar, teniendo en cuenta el escenario, las políticas y las condiciones iniciales, se toma una decisión sobre en cuáles proyectos debe invertir el Estado, acto seguido, hay una realimentación de información en la cual las condiciones finales del sistema, es decir, las obtenidas después de tomar la decisión, se convertirán en las condiciones iniciales de la siguiente iteración. A continuación se mencionan algunas de las posibles políticas de incidencia sobre el sistema.

ANÁLISIS DE POLÍTICAS A NIVEL LOCAL O REGIONAL

Aquí se muestra el desarrollo del primer modelo de Dinámica de Sistemas. En esta parte de la investigación, la simulación se utiliza para evaluar cómo podrían reducirse las barreras que impiden una utilización más efectiva de la energía, y desatar dinámicas que conduzcan a la reducción de la pobreza y a la vinculación de las comunidades a la vida económica y social de la región, incorporando las ventajas de la tecnología. La modelación facilita el manejo de procesos de realimentación y control, así como el tratamiento de los retardos en las toma de decisiones.

El modelo construido permite evaluar alternativas de políticas para la energización de zonas rurales aisladas en Colombia y su impacto en el desarrollo humano y sostenible de las comunidades. La información de la cual parte el modelo se basa en tres variables principales: Oferta de Energía, Demanda de Energía y Pobreza. La relación existente entre estas tres variables permite describir y determinar la penetración de la Energización Rural, con la finalidad de con-

tribuir al análisis de este problema en Colombia.

Es de especial interés la relación entre disponibilidad energética per cápita y actividades productivas, pues de aquí se derivan las políticas que se evalúan en este modelo. Esta energía puede ser destinada básicamente a dos fines: El primero es el consumo doméstico y el segundo es el uso de energía para actividades productivas. En general se espera que a mayor disponibilidad energética per cápita, se pueda dedicar más energía a las actividades productivas.

El diagrama causal permite entender la actual disyuntiva de las empresas de energización en el sector rural, que por un lado ven en la demanda insatisfecha un potencial para su negocio, pero por el otro lado, debido a la falta de capacidad de pago, no ven viable la opción para entrar a participar en el mismo. En el modelo se puede ver cómo al utilizar una parte de la disponibilidad energética per-cápita en actividades productivas, se puede salir de la pobreza, lo que jalona tanto la demanda como la oferta de energía en dichas zonas (ver Gráfico 3).

Gráfico 2.
Dinámica de Sistemas – Análisis Multiobjetivo.

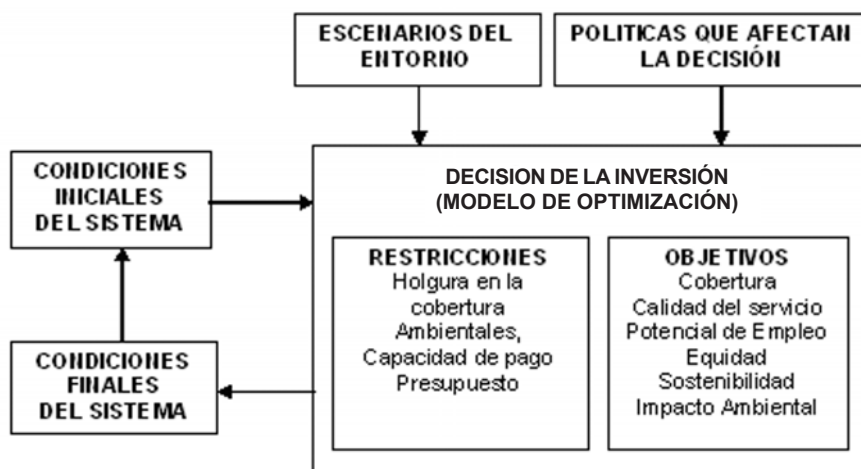
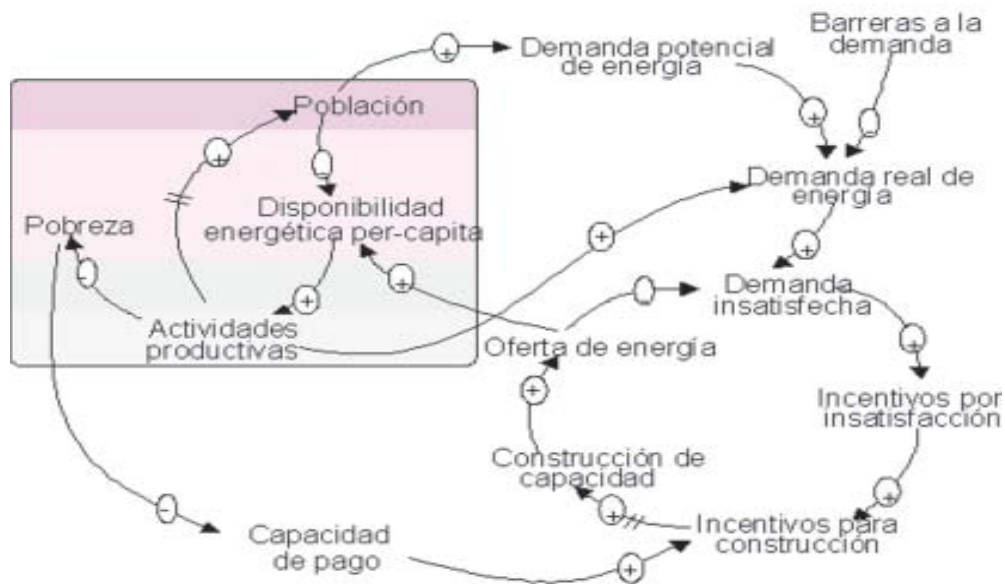




Gráfico 3.
Diagrama causal.



CONCLUSIONES

- La energización rural es básica para los procesos de desarrollo rural del país. Pero ésta debe desarrollarse bajo criterios de planificación participativa en el que las comunidades definan sus prioridades y proyectos.
- La experiencia en Colombia en la asignación de recursos económicos ha sido poco satisfactoria, primando intereses particulares a costa del sacrificio de los criterios de equidad, eficiencia, eficacia, pertinencia y viabilidad, de obligatorio cumplimiento en un proceso de toma de decisiones con inmensas repercusiones económicas, sociales y ambientales para el país.
- Los problemas de desabastecimiento, sub-utilización de recursos y altos costos en la energía generada, se deben al desacierto en los procesos de formulación y selección de proyectos de inversión por parte de los entes decisores. Colombia no cuenta con esquemas de apoyo a la toma de decisiones para los diferentes niveles de decisión que se presentan

en la planificación de la energización rural. El realizar proyectos de inversión sin realizar los debidos análisis, conlleva a un mayor detrimento de la calidad de vida y disminuye aún más las posibilidades de desarrollo rural del país.

- Para mejorar los procesos de decisión en energización rural, es necesario hacer uso de múltiples metodologías. Por su trayectoria y amplia difusión, las técnicas de múltiples objetivos son muy apropiadas para solucionar problemas como la selección de alternativas y la priorización proyectos dentro de un programa de energización. Todo bajo los nuevos conceptos de formas de vida sostenibles propuestos por el DFID.
- La necesidad de evaluar coherentemente los escenarios futuros que ofrece el país en el ámbito de energización rural es de vital importancia para hacer una eficiente planeación energética. Para esta tarea los modelos de simulación y optimización ofrecen bastantes ventajas las cuales pueden ser aprovechadas por los decisores.

Si desea realizar la lectura de una versión extendida del anterior artículo, en el cual se hace más precisión sobre algunos tópicos manejados dentro del mismo, puede hacer su descarga en el siguiente enlace Web. <http://www.energizacionrural.8m.com/modelos.pdf>



ANÁLISIS DE LOS RIESGOS Y POSIBILIDADES de la expansión del gas natural en COLOMBIA

Óscar Bravo

Dirección de Planeación y Riesgo de
Ecopetrol.

Gheysel Naranjo

Consultora.

Resumen: Utilizando el marco de referencias de las fuerzas de Michael Porter, se analiza y compara la industria del gas en el mundo y su impacto en Colombia. Se identifican los principales riesgos y factores críticos de éxito para el ingreso/expansión exitoso(a) en la industria, se analiza su evolución en el tiempo y se plantean estrategias.

Antecedentes: Hoy en día se observa una creciente globalización del gas natural gracias a la creciente demanda de las naciones industrializadas y algunas que no poseen este recurso natural, y a las posibilidades de transportarlo en la forma de gas natural licuado (GNL)¹, con lo que el mundo se mueve hacia la existencia de un mercado *spot* para el gas, en el que su transacción será tan fluida como lo es hoy el mercado de petróleo.

Gracias a ello, algunas de las naciones que poseen reservas de gas natural no desarrolladas, se están moviendo rápidamente para lograr una participación en este creciente mercado, jalonado por el hecho de que el gas natural es más económico que el petróleo crudo, calculado sobre una misma unidad de energía², y será la fuente de energía primaria de mayor crecimiento mundial en los siguientes 20 años.

Se espera que el crecimiento a escala global se incremente aproximadamente 2.3% anualmente; el consumo de GNL crecerá más rápidamente, de 6 a 7

%. Esto obedece al incremento en la demanda global de generación y utilización de energías limpias, así como a una fuerte demanda en naciones que han dependido del petróleo como energético por no poseer reservas de gas, ya que hasta hoy el mercado de gas estaba circunscrito a aquellas naciones que poseen reservas o pueden importarlas a través de gasoductos. En este sentido, llama la atención el caso venezolano, nación que posee grandes reservas de gas en la costa oriental, y que no ha podido llevarlo al extremo occidental del país debido a las altas inversiones de capital requeridas.

Ante ese panorama mundial, Colombia se presenta como un país que ha incrementado la demanda fuertemente en los últimos años, y si bien tiene posibilidades de aumentar el mercado interno, éste será marginal y dependiente, tanto de la inversión en infraestructura como de la capacidad del país en comercializar lo que se descubra, teniendo en cuenta las señales de precios que establezca la CREG³. Las posibilidades de exportar excedentes se ven seriamente limitadas debido a la necesidad de firmar acuerdos comerciales con las naciones vecinas, y las elevadas inversiones que re-

1 | El proceso de GNL permite comprimir el combustible 600 veces a una temperatura de -162° Celsius, y hacer posible llevar en buques tanqueros el gas a sectores remotos y de gran consumo.

2 | Energy Information Administration EIA

3 | La última resolución deja entrever la ausencia de liberación de los precios en el 2005, lo que sumado al hecho de que los costos de transporte son diferentes para cada sitio, y a que nadie está contento con la regulación, se genera una mala atmósfera para la inversión extranjera en el sector.

Se ha creado un círculo vicioso en la industria del gas natural en Colombia, en la que no se invierte en exploración porque no hay mercado, y se ha limitado el crecimiento de la demanda porque no hay suficientes reservas en el largo plazo.



presenta la construcción de gasoductos.

Así las cosas, se ha creado un círculo vicioso en la industria del gas natural en Colombia, en la que no se invierte en exploración porque no hay mercado, y se ha limitado el crecimiento de la demanda porque no hay suficientes reservas en el largo plazo. A esto se le suma la gran incertidumbre para descubrir gas, y la necesidad de identificar prospectos de gran tamaño, para lo cual se requiere de grandes recursos de capital y tecnología, de un detallado análisis de las posibilidades de éxito para las empresas petroleras que quieran invertir en exploración, así como identificar las estrategias con las que se debe encarar el reto. Requerimientos estos, con los cuales será posible convertir el círculo vicioso en virtuoso, y con ello, brindar fuentes adicionales de ingresos a la nación en el mediano y largo plazo.

ANÁLISIS DE INDUSTRIA: FUERZAS DE PORTER

Con el propósito de establecer las variables críticas de resultado y con ello tomar la decisión de ingresar/fortalecer la posición en el sector, se hace necesario definir las estrategias a seguir: se realiza el monitoreo de la industria mediante el uso de las fuerzas de Porter, tanto en el entorno actual, como en la evolución esperada durante los próximos años.

Las fuerzas de Porter (Barreras de entrada, poder de los clientes, proveedores, sustitutos y competidores) fueron propuestas por Michael Porter como respuesta a la necesidad de establecer las razones por las que algunas empresas triunfaban en determinada industria y otras no. Posteriormente se adicionó una sexta fuerza, llamada poder de los colaboradores⁴. A partir de su publicación en 1979, la metodología ha sido extensivamente utilizada como marco

de referencia para la definición de estrategias por las diferentes compañías.

Una vez adelantado el análisis de Porter, se combinan sus resultados con las políticas, proyecciones de demanda, perfiles de producción, costos de operación e inversiones requeridas en un modelo que permita hacer los análisis económicos que justifiquen el proceso de toma de decisiones, y que se conoce internacionalmente con el nombre de (GPM) o *Gas Planning Model*. A continuación se presenta el análisis de la industria del gas natural en Colombia, como punto de partida para el ingreso de información en los modelos de proyección.

I. BARRERAS DE ENTRADA

Esta fuerza es la que explica en buena medida el círculo vicioso que se mencionó anteriormente. El sector de los hidrocarburos es un negocio de muy alto riesgo debido a las altas inversiones y riesgos presentes para descubrir reservas comerciales, y que en el caso particular del gas, es muy poco atractivo debido a las dificultades de comercialización y a las cuantiosas inversiones adicionales requeridas para su tratamiento y transporte. Como resultado de esto, con muy raras excepciones se explora para la búsqueda de gas. Este se considera un subproducto del petróleo que cuando se encuentra como yacimiento de gas en muchos casos se queda enterrado en el subsuelo, como ocurrió en el caso del campo de Volcanera en el piedemonte, o el campo de Cerro Gordo descubierto por Texaco en 1987 en Norte de Santander. Dentro de las razones para esto se encuentran:

a) Altos requerimientos de capital para exploración y producción: Es importante diferenciar las reservas de gas natural seco y asociado al petróleo. En el primer caso, el gas se encuentra libre de hidrocarburos más pesados lo cual hace que no se requieran inversiones para separarlos, tan sólo para liberarlo de impurezas como el agua, CO₂ y H₂S, y posteriormente comprimirlo para que pueda ser transportado ya sea por gasoductos o a través de plantas de GNL. La ventaja es que los campos de gas seco frecuentemente

requieren menos pozos de desarrollo que los campos de hidrocarburos líquidos, y su factor de recobro primario es mayor, a menudo entre el 70%-80%.⁵ Por ende, el perfil de producción de un campo de Gas natural tiende a ser más estable y el periodo de producción es mayor⁶. En Colombia los campos de gas seco se encuentran en las cuencas del Valle Inferior del Magdalena y Guajira, las cuales son tectónicamente muy complejas, razón por la cual requieren de cuidadoso análisis y cuantiosas inversiones, especialmente si se trata de operaciones costa afuera, para las cuales se necesita la construcción de plataformas marinas.

En el caso del gas asociado, la prioridad del productor es la extracción del petróleo dejando al gas como un subproducto que no se debe producir a tasas muy elevadas porque afecta el recobro final de petróleo, y sus inversiones están respaldadas por el flujo de caja que produzca inicialmente el campo petrolero. Las reservas de gas natural asociado más importantes del país se encuentran en el piedemonte, pero éstas son muy costosas de producir.

b) Acceso a canales de distribución: El mercado de Gas Natural es más limitado regionalmente, caracterizado por la presencia de monopolios bilaterales y por relaciones de largo plazo entre productores y compradores. Adicionalmente, la demanda de Gas Natural ha estado directamente relacionada con el comportamiento climático⁷. Una vez descubierto un campo gasífero existen diferentes alternativas para su comercialización, ya sea transportándolo mediante gasoductos y plantas de GNL, o convirtiéndolo, como es el caso de la energía eléctrica o petroquímica. Las inversiones requeridas en cada uno de estos casos se presentan en la Tabla 1.

Los gasoductos son costosos de operar y construir. Una cifra promedio que se utiliza para cada conexión es de US\$20/pulgada/metro: el costo de compresión asciende a US\$3.600/kW; los costos de operación son de US\$5.000/km, y para compresión: 3,5% de la inversión, con un consumo de combustible estimado en 8,8 m³/día/kW⁸.

De acuerdo con la UPME, si Colombia quisiera exportar gas a los países vecinos requerirá para la interconexión regional inversiones del orden de 3600 MUSD, que implicarían costos de suministro para cada país, como aparecen en la Tabla 2. Los cuales, con base en el análisis netback, no resultan viables.

Adicionalmente, se debe considerar el hecho de la baja flexibilidad que ofrece un gasoducto. En primer lugar, requiere de contratos de suministro de largo plazo, ya que no se hace una inversión de esta naturaleza sin que se garanticen los mercados, pero debido a la posibilidad de conseguir diferentes fuentes de suministro, los países serán cada vez más reacios a firmar este tipo de acuerdos. Además, en el caso de Colombia, los ductos son difíciles de operar porque pueden ser volados en cualquier momento.

Por otra parte, la gasificación del gas natural se está convirtiendo rápidamente en una alternativa para su transporte gracias a los recientes avances tecnológicos. En general la puesta en marcha de proyectos GNL requiere la construcción de una planta de licuefacción y un puerto. De acuerdo con los recientes logros, principalmente en Trinidad y Omán, los costos de licuefacción descendieron al nivel de US\$0,90/MMBtu y de US\$0,35/MMBtu para la regasificación.

En la actualidad, el flujo de GNL en el mundo se concentra en la demanda de Japón, Estados Unidos y Europa, con un desarrollo marginal en nuestro continente, donde el único país que lo exporta es Trinidad y Tobago con un volumen diario de 4.28 MM de metros cúbicos⁹. Sin embargo, se espera una gran expansión, ya que existen 21 proyectos de GNL planeados y en construcción que apuntan al mercado norteamericano.

c) Economías de escala: El alto nivel de inversión de capital requerido, y el costo de operación relacionado con el tratamiento y la compresión hacen que para poder competir eficientemente se requiera de campos de producción superiores a 3 TPC para que los costos de operación sean inferiores a 1 US\$/KPC. En la Tabla 1 se

4 | Complementors, como ocurre con el caso de Microsoft e Intel.
5 | Davison, A., Hurst, C. & Mabro, R. (1988). Natural Gas: Governments And Oil Companies In The Third World.
6 | De Co, J.; Duerden, C. W. & Drenth, R. (2000). E&P Investments: Optimizing value.
7 | Canada. National Energy Board (2000). Canadian Natural Gas Markets: Dynamics and Pricing.
8 | El AIC del transporte está calculado tomando en consideración una inversión escalonada en tres años y una vida de operación de 20 años, utilizando una tasa de actualización de 8%.
9 | JBIC, Latin American Update - Luisa Palacios.

ilustra el tamaño mínimo de campo para que cada esquema de comercialización sea rentable, donde se destaca el caso del GNL, para el que se requieren campos de 5 TPC para su viabilidad.

d) Acceso a insumos clave: Para explorar en el país se requiere de conocimiento geológico del país, así como poseer participación en bloques exploratorios que tengan prospectos con potencial de reservas importantes. En este sentido la posición de Ecopetrol S.A., BP y Chevron-Texaco es privilegiada, ya que poseen reservas en el Piedemonte y el Caribe colombiano. La posición de Ecopetrol es más clara por el interés que ha mostrado en bloques exploratorios de las cuencas del Valle Inferior del Magdalena y la Guajira, donde tiene identificados varios prospectos, y ha adelantado adquisición de sísmica, lo que sumado al conocimiento que posee del país lo convierten en un socio deseable para cualquier compañía que desee buscar reservas de gas en el país.

II. PODER DE LOS COMPRADORES

Los consumidores del gas natural son cada vez más amplios y diversos. La participación de los sectores doméstico, generación eléctrica e industrial es muy importante, y se espera un crecimiento importante en el gas natural vehicular (GNV) y el sector petroquímico. El poder de los compradores se fortalece en situaciones de alta oferta situación en la que pueden negociar contratos de largo plazo en términos favorables. Sin embargo, ese poder tenderá a debilitarse en la medida que se logre la internacionalización de la industria, situación en la que los precios dejarán de estar regulados, y existirá un mercado internacional dependiente de los factores climáticos y del crecimiento de las economías. En el ámbito continental, además de los Estados Unidos existen

planes para construir puertos y facilidades de regasificación de gas en México, Costa Rica y República Dominicana.

III. PODER DE LOS SUSTITUTOS

En Colombia, el gas natural es más económico (15.8 \$/MBTU) que los sustitutos tradicionales como la energía eléctrica (73.2 \$/MBTU), gasolina (36.8 \$/MBTU), gas propano (22.4 \$/MBTU), diesel (22.88 \$/MBTU) y queroseno (17.9 \$/MBTU), y más costoso que otros energéticos como los crudos Castilla y Rubiales, el combustóleo y el carbón; sin embargo, es un combustible limpio y ambientalmente muy superior a sus sustitutos más económicos. En el futuro, el poder del gas con respecto a sus productos sustitutos se fortalecerá en la medida que las legislaciones ambientales de los países sea cada vez más exigente y que el precio se establezca como consecuencia de la globalización de la industria.

IV. PODER DE LOS PROVEEDORES

Los proveedores de la industria son las empresas petroleras encargadas de explorar, explotar y transportar las reser-

vas de hidrocarburos, las cuales incurrirán en la mayoría de los riesgos relacionados con la expansión de la industria, y, por ende esperan un retorno acorde con su exposición. El poder se refleja en la capacidad financiera y tecnológica que posean, por las que cada vez más naciones, que tienen los recursos y reservas, no desarrolladas se encuentran disputándose. Es innegable que ese poder se acrecentará en la medida en que más países abran sus fronteras y flexibilicen sus esquemas contractuales. Para Colombia la forma de atenuar el poder de las compañías petroleras es fortaleciendo a Ecopetrol S.A. para que pueda desarrollar algunos proyectos en forma individual o mediante asociación con otras empresas.

V. PODER DE LOS COOPERADORES

Los cooperadores constituyen el grupo de empresas que invierten en redes de distribución, plantas térmicas, estaciones de GNV, gasoductos, refinerías y cualquier tipo de instalación que utilice el gas como materia prima. Ellos se favorecen al igual que los proveedores con un incremento en la demanda ya que aprovecharán mejor la capacidad instalada. Su papel será cada vez más importante en la medida en que aumente el consumo de gas tanto a nivel nacional como construyendo facilidades que permitan la exportación de GNL a otros países.

Tabla 1.
Características de las inversiones requeridas para cada alternativa de comercialización¹⁰

	Planta de LPG	Generación Eléctrica	GTL	Metanol	Petroquímica	Planta GNL
Producto	LPG Condensado Gas	Electricidad	Gasolina	Metanol Hidrógeno	Amonio Urea	Metano y etano líquidos
Tamaño mínimo de campo (MMMPC)	300 - 400	400 - 500	1500		500 - 600	5000
Q. mínimo (MMPCD)	60 - 80	167	100	60	80	900
Vida proyecto	10 - 20	25	25	20	20	25
Capacidad	60 MMMPCD	1000 Megawatt	10 MBLPD	2000 ton/día	1750 ton/día	17000 ton/día
Mercado	Local y exportación	Local y exportación	Local	Export.	Local	Export.
CAPEX (MMUS\$)	50 - 60	630 - 700	200 - 250	250 - 300	300 - 400	2-3000
OPEX Anuales (MMUS\$)	8	15 - 20		30	35	80
Construcción (años)	2	2		3	3	3

Tabla 2.
Tarifa estimada de transporte por gasoductos.

PAÍS	TARIFA (US\$/KPC)
Panamá	4.35
Ecuador	3.71
Costa Rica	6.8

10 | Daniel & David Johnston - Economic Modeling and Risk Analysis Handbook - 2002.



VI. PODER DE LOS COMPETIDORES

En enero 1 de 2003 existían 3000 TPC de reservas de gas descubiertas y no desarrolladas, 498 en Centro y Latinoamérica debido a las dificultades para transportarlas a otros mercados diferentes a los locales¹¹. En el hemisferio, Colombia tiene países competidores que cuentan con volúmenes mucho mayores de reservas, dentro de los que se destacan: 1) Venezuela: con gran capacidad para suministrar GNL a la región y quinto en reservas a escala mundial. 2) Trinidad y Tobago: aumenta su capacidad para suministrar GNL a USA, Brasil y Centroamérica. 3) Perú: busca atraer la inversión privada y desarrollar consumo interno y exportar a Brasil, Ecuador y México. 4) Argentina: un mercado maduro, con incertidumbre en sus reservas. 5) Brasil: economía más grande de América del sur con planes ambiciosos de aumentar generación eléctrica basada en gas y recientes grandes descubrimientos. 6) Bolivia: con planes de exportar a Brasil, Chile y Paraguay.

A excepción de México la mayoría de los países han reformado sus regímenes para atraer la inversión para explotación del gas natural. En Argentina, México, Colombia, Chile y Bolivia se ha modificado la legislación que rige las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas natural y se han dictado disposiciones jurídicas para regular los mercados de gas natural y las actividades de las compañías privadas en el transporte, la distribución y la comercialización del gas, confiriéndole un estatuto de servicio público.

Además varios países están aumentando su capacidad. Trinidad y Tobago se encuentra expandiendo su capacidad de transportar GNL mientras que Venezuela, Perú y Bolivia tienen proyectos de

construcción de plantas de licuefacción de gas. Estos últimos han tenido problemas debido a la inestabilidad política imperante dentro de sus fronteras, situación que favorece a Colombia en el corto plazo por lo que es importante moverse pronto, ya que se prevé una muy alta competencia por atraer capital de inversión en la que la percepción del riesgo país se tornará crítica.


¿Puede el país competir con naciones del hemisferio, con naciones que a diferencia de nosotros cuentan con grandes volúmenes de reservas? ¿De qué forma puede Colombia competir con sus rivales por los recursos que necesita? ¿Qué pasará si el país no se mueve con suficiente rapidez?

OPORTUNIDADES Y FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO

Basados en el análisis de fuerzas que gobiernan la industria es posible establecer los factores fundamentales, sin los cuales es imposible competir con éxito por los recursos de capital y tecnología, dentro de los que se destacan: 1) Disponibilidad de recursos de capital y tecnología 2) Bajos costos de exploración, desarrollo, operación y transporte. Para lograrlo se requiere del descubrimiento de campos grandes (> 3TPC) que permitan generar economías de escala. Fue más fácil para T&T expandir sus facilidades existentes de GNL luego del primer tren de gasificación. 3) Incorporación de las mejores tecnologías que posibiliten menores inversiones iniciales, tanto para exploración y explotación como para el transporte. 4) Crecimiento de la demanda por necesidad de combustibles limpios, tanto a nivel interno: Industrial, GNV, térmica; como externo: USA, Centroamérica, Venezuela, Ecuador. 5) Estabilidad política, regulatoria y económica del país que permita atraer la in-

versión extranjera por encima de sus rivales en la región. 6) Ecopetrol como un socio fuerte y competitivo que facilite la atracción de otras compañías petroleras mediante contratos tipo *joint-venture*. 7) Claridad en la regulación y términos fiscales competitivos que posibiliten la extracción económica de reservas de gas asociado del interior del país, así como los campos de gas con reservas inferiores a 3 TPC.

ESTRATEGIAS A SEGUIR

1. Capital de Inversión: fortalecer a Ecopetrol localmente mediante la asignación de los recursos que le permitan aumentar sus reservas y conocimiento del sector. De esta manera le será más fácil atraer compañías interesadas en la búsqueda de gas natural en la costa Atlántica tales como: Chevron-Texaco y Petrobras, entre otras.
2. Economías de escala: exploración simultánea de varios bloques y prospectos para compartir costos de equipos y aprender de las experiencias obtenidas. Apuntar a grandes volúmenes de reservas.
3. Tecnología: buscar la incorporación de las más eficientes tecnologías en cuanto a operaciones costa afuera y Gas Natural Licuado (GNL).
4. Cooperadores: fortalecer la relación entre los actores que componen la cadena del gas. Para ello la integración vertical y cualquier forma de asociación contribuirá con este objetivo.
5. Estabilidad: se requieren unos términos fiscales que hagan competitiva la exploración y explotación de gas en el país. Adicionalmente, es importante que se mantenga la estabilidad económica y fiscal del país, las cuales constituyen un tesoro frente a la inestabilidad de la región.
6. Aprovechamiento de ventajas competitivas: al construir térmicas cerca de los campos productores se podrá aprovechar la regionalización de las redes eléctricas que ha estado realizando ISA en los últimos años. 

¹¹ Energy Administration Information EIA – Energy Outlook 2003.



La política petrolera en COLOMBIA

**Asociación de geólogos egresados
de la Universidad Nacional.
(AGUNAL)**

La estatal petrolera no pertenece al grupo de ligas mayores, por lo tanto, sus objetivos deben estar centrados en áreas no tan complejas, geológicamente hablando y más “baratas” desde la óptica operativa.

La evolución histórica del cálculo del potencial petrolífero del país muestra un cambio significativo desde finales de la década de los años ochenta. Fue ésta quizás, una de las más importantes ejecuciones de la exploración directa de ECOPETROL, que tuvo como propósito apalancar uno de los vértices que soportarían la inversión privada en el negocio de la exploración petrolera. En esa década el potencial petrolífero nacional era estimado en una cifra cercana a los siete mil millones de barriles equivalentes de hidrocarburos; posteriormente y durante la década de los años noventa, dicho potencial alcanzó de manera progresiva la cifra de 47.000 millones de barriles, incluyendo en este análisis las cuencas frontera. En una inspección a estos ejercicios, llama la atención la dispersión de los resultados, que deja entrever posiblemente, diferencias importantes en la metodología del cálculo o en los supuestos que soportan la estructura analítica del mismo. Es necesario añadir que cuando se trata del manejo de variables aleatorias, como son las que controlan las acumulaciones de hidrocarburos, conviene expresar los resultados en términos de una distribución probabilística de reservas. Es así como el potencial petrolífero estimado del país presenta una etiqueta conceptual, que sugiere un margen de

incertidumbre alto, por tanto, impacta negativamente de manera directa, las ejecuciones exploratorias privadas.

En nuestra opinión, es responsabilidad de ECOPETROL consolidar este potencial exploratorio, discutirlo y ponerlo al servicio de la exploración país, en un proceso donde se integren coherentemente las fases conceptuales y prácticas en la toma de datos. En otras palabras, el cálculo del potencial petrolífero, debe considerar la toma de datos de subsuelo que confronten las teorías o las hipótesis derivadas de los análisis de la información existente, con el propósito de generar la confianza técnica necesaria en nuestras cuencas en un escenario de negocios.

Un enfoque de este estilo proporciona una aproximación si se quiere, más objetiva del problema, además suministra los escenarios que permiten implementar una estrategia flexible, con el desarrollo paralelo de alternativas y opciones de contingencia en materia de exploración. La construcción de los escenarios relativos al potencial petrolífero del país permite además, proyectar el efecto de la industria petrolera en el sector productivo y en general en los planes de desarrollo del país.

Siguiendo esta línea de análisis, es relevante mencionar cómo cerca del 70% del potencial petrolífero del país está concentrado en las cuencas con



producción o cuencas activas. Al respecto y en orden de prioridades volumétricas, la cuenca de los Llanos Orientales ofrece una de las mejores expectativas, sobre todo en la región del Piedemonte, sin embargo, se trata de conceptos exploratorios con una alta complejidad técnica y geológica, con objetivos que en la mayoría de los casos sobrepasan los 15000 pies de profundidad; razón por la cual se ha creado el paradigma de que este tipo de áreas, deben ser enfrentadas por un selecto grupo de empresas de alta capacidad financiera y técnica, grupos a los cuales no pertenece ECOPETROL, siendo este nuestro segundo punto de reflexión.

La estatal petrolera no pertenece al grupo de ligas mayores, por lo tanto, sus objetivos deben estar centrados en áreas no tan complejas, geológicamente hablando y más “baratas” desde la óptica operativa; esta premisa sugiere las cuencas maduras como escenario principal de la operación de ECOPETROL; Pero, el país se compone de áreas productivas y maduras; complejas y costosas e inexploradas y abandonadas.

En general, las cuencas inexploradas, sin producción, más conocidas como cuencas frontera, poseen un escaso conocimiento, lo que supone en consecuencia importantes inversiones orientadas en primera instancia a la adquisición de información que dé soporte científico y técnico a cualquier plan exploratorio. De esta manera, los modelos que soportan el cálculo del potencial petrolífero de las cuencas inactivas, es en gran medida comparativa o analógicos y por supuesto los resultados muestran un gran ingrediente de incertidumbre. Por lo tanto, es ingenuo concebir un plan estratégico de exploración que considere una actividad exploratoria allí, sea enfrentada por la industria privada; además es ilógico, trazar una estrategia exploratoria propia de

ECOPETROL, que no considere actividad alguna en este tipo de cuencas. Esto se presenta debido a la ausencia de un plan general de exploración enmarcado en un proyecto nacional, que considere la totalidad del territorio nacional apto para la prospección de hidrocarburos. Ocasionalmente, esta tarea ha sido regularmente comenzada y, así mismo abortada, sin presentar un avance significativo que le proporcione valor agregado en términos de conocimiento a estas áreas, que permitan proyectarlas a la inversión privada. Esta situación la interpretamos como un profundo anacronismo, entre nuestra realidad y las directrices exploratorias que se ejecutan en algún periodo de tiempo, en detrimento de los intereses geológicos nacionales.

Una tercera reflexión con relación al papel de ECOPETROL, es el abandono en la década de los noventa de la perforación exploratoria. En este período la estrategia sugería una activa componente intelectual con el propósito de acumular conocimiento geológico en nuestras cuencas, sin considerar la actividad con taladro. Se llegó a niveles extremos en 1997, año en el cual ECOPETROL no perforó ningún pozo. A partir de esa fecha, ECOPETROL presenta niveles muy bajos en perforación exploratoria.

II. DESACELERACIÓN DE LA OPERACIÓN ASOCIADA

Los recursos financieros que la industria privada destina para exploración petrolera, están sujetos a la competencia internacional. Las regiones que albergaran estos capitales de inversión, deben cumplir ciertos requisitos técnico-financieros. Consideramos, que algunas de las razones para que en Colombia se dé una actividad exploratoria asociada baja son múltiples, aquí, planteamos los

siguientes: en primer lugar queremos señalar que este fenómeno podría estar relacionado con la prospectividad país; ya se ha anotado que consideramos que la cifra que soporta este volumen de hidrocarburos no presenta la solidez necesaria que motive la participación del capital transnacional. Así se explicaría la no presencia en el país de grandes compañías petroleras. El segundo factor a considerar son las empresas que hacen presencia en el país y actualmente exploran. Estas se pueden dividir en 3 grupos: el primer grupo lo conforman, aquellas empresas que poseen intereses en producción, que explotan yacimientos actualmente y, que marginal o estratégicamente mantienen un interés en exploración. Conclusión: NO EXPLORAN. Al segundo grupo acceden otras que estratégicamente conciben la situación actual del país como una oportunidad y, se posicionan con áreas de exploración “jalando” la actividad exploratoria, a la vez que son las ejecutoras de los pozos exploratorios actuales. Conclusión: EXPLORAN. Al tercer grupo llegan aquellas empresas para las cuales su “CORE BUSINESS” es la especulación de áreas, más como una estrategia de posicionamiento en bolsa de valores, con poco o muy bajo interés exploratorio. Estas empresas juegan el doble rol de operadoras y promotoras de negocios de exploración. Conclusión: NO EXPLORAN.

En el primer grupo estarían las grandes petroleras que permanecen en el país con intereses de producción fundamentalmente; aquellas empresas de gran calado que terminaron su etapa de exploración y producción, no maduraron un proyecto de gran magnitud y se marcharon del país.

En el segundo grupo se ubican las empresas que no pretenden encontrar grandes volúmenes de petróleo, que se



apalancan adquiriendo negocios de producción y que además consideran la situación del país como una oportunidad de negocio. Su lugar de operación se encuentra en áreas con producción o cuencas maduras y, en realidad, son ellas quienes soportan la responsabilidad de la exploración en Colombia hoy.

Al tercer grupo pertenecen aquellas empresas que especulan con áreas de exploración. Estos bloques son sujetos a algunos estudios que le imprimen un “plusvalor”, quedando esta área preparada para su comercialización en el mercado petrolero. En general, estas empresas requieren de inyecciones financieras importantes, o el acompañamiento de petroleras con mayor capacidad técnica y financiero para acometer la actividad exploratoria. En general, este tercer grupo aglutina las empresas que hacen uso de las cláusulas de prórroga de los compromisos exploratorios.

Como tercer factor a considerar del por qué la desaceleración de la exploración asociada, se encuentra la inestabilidad contractual, la cual ha jugado un papel protagónico en este aspecto; hemos afirmado que los sucesivos cambios contractuales logrados en la década de los noventa comprometió o perturbó la Política Petrolera Nacional, que como se ha anotado está concebida en el Contrato de Asociación.

Con estas reflexiones y, recordando que no estamos abordando en este análisis la temática del entorno social y ambiental ni la impositiva, consideramos que aportamos suficientes elementos de juicio teóricos para entender la desaceleración de la actividad exploratoria asociada. La reflexión de los entes responsables de la Política Petrolera, ante el descenso importante en la producción nacional de petróleo y la disminución de la exploración en el país, se replicó con diversas y consecutivas

variaciones contractuales. Este menú de opciones de compromisos ha generado un efecto “boomerang” en la actividad; los cambios se realizaron para dinamizar y acelerar la exploración asociada y en respuesta, se generó todo lo contrario. A propósito, hoy la actividad se encuentra a la expectativa de lo que pueda anunciar, en materia de política petrolera o de cambios en el esquema de contratación, la recién creada Agencia Nacional de Hidrocarburos, encargada del tema petrolero a partir del próximo año.

III. CAPACIDAD TÉCNICA Y ADMINISTRATIVA DEL GREMIO PETROLERO

Los resultados poco prometedores de la actividad exploratoria en el país en los últimos años, ha dado lugar a diversos y encontrados análisis sobre la competencia de ECOPETROL en materia de política petrolera. No obstante el sistemático discurso de algunos sectores, encaminado a ventilar el problema de la ineficiencia de ECOPETROL en el manejo de los recursos que el Estado le ha encomendado, vale decir que ECOPE-TROL hoy es la empresa más grande del país en términos de ventas, activos y exportaciones, además ha sido soporte esencial en el desarrollo e implementación de los planes macroeconómicos de los últimos gobiernos, situación ésta que ha enmascarado las falencias técnico-administrativas que se le puedan endilgar en el manejo de la estatal petrolera.

La escasa discusión generada alrededor de la capacidad técnico-administrativa de ECOPETROL y la presunción de que no es allí donde radica el problema que nos tiene al borde del desabastecimiento, nos llevó a plantear los siguientes elementos de juicio acerca de esta situación. El primer elemento parte de la premisa de que el Estado es el úni-

co responsable de todo lo que compete a la Política Petrolera en cabeza de estatal petrolera; por lo tanto, a la hora de señalar responsables en situaciones como la actual, es el Estado quien debe responder de cara al país. Para desarrollar el tema se formularon las siguientes preguntas:

- 1) En cumplimiento del artículo 80¹ de la C.P. colombiana, ¿qué medidas han tomado los gobiernos de turno, para cumplir con la carta política?
- 2) ¿Qué responsabilidad le compete al grupo humano profesional técnico-administrativo, protagonista de la actividad petrolera, en la pérdida de la autosuficiencia petrolera?

Encontramos unos interesantes elementos que compartiremos a continuación y que impactan considerablemente el inicio de la cadena productiva del petróleo: La exploración.

En primer lugar y soportados en lo enunciado hasta el momento, afirmamos que los desaciertos administrativos se representan en la incapacidad de colocar en consonancia todos los elementos necesarios para el normal desarrollo de esta tarea estratégica Nacional. Hemos sido testigos de excepción de las profundas diferencias conceptuales en materia energética, entre ministros del sector y presidente de ECOPE-TROL o, Senadores y presidente de ECOPE-TROL – Ministro; pugnas transmitidas en directo por televisión desde el recinto del Congreso de la República. Hasta allí han llegado discusiones que no debieron haber sobrepasado los límites de lo técnico-administrativo y, no se ha discutido por ejemplo, el impacto macroeconómico derivado de un muy probable desabastecimiento petrolero.

En consecuencia, en la década pasada no se abordó ninguna discusión que

1 El estado planificará el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución. Además, deberá prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponer las sanciones legales y exigir la reparación de los daños causados.



analizara e implementara políticas tendientes a cumplir con lo ordenado en la carta política de 1991. Lo más relevante en términos de discusión gubernamental fue el trámite del nuevo esquema de regalías, que complementó la reforma del contrato de asociación en el año 2.000.

En conclusión, en el ámbito gubernamental - Senado de la República, Minminas - no se ha discutido a fondo la problemática energética nacional, por lo tanto los diferentes gobiernos hasta hoy, han ignorado el artículo 80 de la Constitución Política del año 91 y, han sido indiferentes a las situaciones del sector y del país. Conclusión, hay una marcada ineficiencia política, en la cuestión hidrocarburífera, seguramente el tema no ocupa un lugar de importancia en la agenda gubernamental, situación dramática, ya que se trata del recurso que en los últimos años ha sido el soporte macroeconómico del país.

En segundo lugar, este desbarajuste institucional desde el gobierno, se reproduce al interior de ECOPETROL, observamos cómo se multiplica y afecta este factor la exploración petrolera.

La pobre capacidad de comunicación asertiva del grupo técnico-administrativo, encargado de la exploración país, conduce al equipo a un complicado laberinto, que hace perder de vista el objetivo común: **Encontrar Petróleo**. Sin una buena comunicación se dificulta la fluida interacción de los diferentes estamentos responsables de la exploración petrolera, golpeando el desarrollo mismo de los proyectos propios y, dificultando las relaciones de negocios con terceros. Ahora, como tercer elemento de análisis en el razonamiento acerca de las responsabilidades del grupo técnico-administrativo en un escenario de desabastecimiento petrolero, se debe señalar la incapacidad de agrupar el talento humano individual, alrededor del

objetivo común de incorporar nuevas reservas de petróleo. En otras palabras, señalamos la incapacidad de trabajo en equipo, como un factor clave en el abajamiento de la exploración en Colombia. Un cuarto factor que se ha identificado se refiere al estilo administrativo, este se caracteriza por una alta dosis de autoritarismo, la dirigencia de la exploración en Colombia desde las altas esferas hasta los grupos técnicos, se identifican con un antiguo postulado trabajado por Hegel, que invocaba la confusión que se presentaba en ciertas culturas entre el Poder y la Verdad; en nuestra cultura "quien detenta el poder, dice la verdad" es por ello que a la hora de confrontar resultados y, endilgar responsabilidades no es posible elaborar juicios concretos, ya que, las decisiones en esta materia, no estuvieron inscritas en un plan estratégico y, respondieron estas determinaciones más a juicios particulares - atendiendo al viejo postulado - producto de situaciones coyunturales, que a decisiones elaboradas a la sombra de una estrategia nacional.

Esta cultura alimentada por décadas, ha derivado en un patrón de comportamiento muy particular al interior de la organización, regido por la arrogancia, la soberbia, el autoritarismo y la baja estima. Estas conductas deben ser examinadas en los terrenos de la psicología y la sociología, por cuanto repercuten de una manera negativa en la labor petrolera. El impacto en la exploración petrolera se puede resumir en estos puntos así: No permite el trabajo en equipo, aspecto fundamental en la tarea de encontrar petróleo. El escaso poder de comunicación impacta los proyectos propios de ECOPETROL y, los proyectos que el país desarrolla con terceros. El autoritarismo y la soberbia como características del estilo gerencial, desgasta las relaciones técnicas y golpea el recurso humano, produciendo un ambiente

poco propicio a la discusión y a la generación de ideas, insumos necesarios en el desarrollo de proyectos de exploración. Con este panorama se explicarían los precarios resultados de las rondas de negocios realizadas por ECOPETROL, en donde se ofertaron proyectos de exploración que no lograron colocarse en el mercado. Los proyectos exploratorios situados en el mercado a través de la ronda 2.000 y, en su momento mostrado como un gran éxito de la política petrolera en curso no le han brindado al país la primera gota de petróleo. Es necesario un revolcón cultural en la actitud de las personas que tienen a cargo la exploración petrolera en Colombia; entendemos que no es fácil, que la construcción de un nuevo hombre responde a un proceso que comienza en el hogar, pasando por la escuela, pero es necesario en la construcción de un nuevo país, más participativo, equitativo y justo, donde la riqueza generada por el petróleo se irrigue en la sociedad en oportunidades de vida, para un futuro mejor. Es nuestro deber ético y moral construir oportunidades para las nuevas generaciones, para nuestros hijos.

IV. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS Y VEEDURÍA PETROLERA

Advertimos una oportunidad en el nuevo esquema petrolero que inicia el próximo año, sin embargo nos preocupan dos aspectos: el silencio que rodea la Agencia Nacional de Hidrocarburos y, los tiempos que se tardan los entes competentes en la aprobación de los mecanismos para dotar a ECOPETROL S.A. de una ley marco que determine su autonomía financiera y flexibilidad administrativa. Al respecto, sería conveniente el desarrollo alternativo de instrumentos apropiados, ágiles y



eficientes que le permitan al Estado la formulación, seguimiento y control de la política petrolera del país.

Con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se estableció un organismo con amplia competencia para decidir sobre estrategias de política petrolera, que si no queremos repetir la historia, deberán estar enmarcadas dentro de un plan energético nacional. La ANH deberá tratar puntos clave, como contratación, reparto de la producción, destino de las utilidades, petróleo - medio ambiente - desarrollo regional y la elaboración del Código de petróleos; además el Congreso de la República será un pilar importante en la estructuración y definición de las pautas y regulaciones de la misma.

Este importante ente debe estar constituido por representantes del sector gubernamental, de los gremios, sindicatos, ONG's y la academia entre otros sectores.

Igualmente hay un elemento adicional que vale introducir a la discusión y es el que tiene que ver con la gestión de ECOPETROL y los niveles de responsabilidad relativos a las decisiones estratégicas de la empresa. No es temerario argumentar que ECOPETROL maneja una estructura de costos para sus proyectos de exploración y producción excesivamente altos si se comparan con los reportados por las Compañías Asociadas.

Aún se puede decir también, que algunas decisiones a propósito de las comercialidades no han sido las más acertadas, con consecuencias preocupantes para los recursos de inversión de la empresa.

Esta situación se hace aún más compleja, cuando se realiza un ejercicio comparativo entre las metas y los resultados en términos de indicadores estratégicos de gestión, como son la perforación de

pozos exploratorios, los prospectos definidos, las reservas descubiertas y las obtenidas por mejoramiento en los factores de recobro, inversiones, contratos firmados, entre otros. Por ello es necesario la implementación de la veeduría petrolera, como elemento de fiscalización y seguimiento en los términos definidos por los indicadores de gestión. Este ente deberá incluir en su composición entre otros, a la sociedad civil a través de las organizaciones no gubernamentales.

Este cuadro general, aunque preocupante, nos llama a reflexionar seriamente acerca de las limitaciones técnico-administrativas y culturales que hereda ECOPETROL S.A. y de la necesidad urgente de emprender cambios en la estructura de la empresa orientados a mejorar su eficiencia, generar convicción y sentido de pertenencia acerca de los compromisos y responsabilidades en todos los niveles y fortalecerla como patrimonio que es de los Colombianos.

PROPUESTAS FINALES

- Desarrollar una política energética nacional en el campo de los hidrocarburos, coherente que integre todos los eslabones de la cadena: exploración, desarrollo, producción, transporte, refinación y comercialización; lo más importante, que exprese las reales necesidades del país en términos de la demanda interna y de sus expectativas en materia de comercio exterior.
- Desarrollar un mecanismo ágil, con claras y sólidas disposiciones legales, que le permita definir y desempeñar actividades de control y seguimiento en todo lo pertinente a la política petrolera, que cuente con la representación del Congreso de la República, las Instituciones, gremios del sector y la ciudadanía. Proponemos denominarla Veeduría Petrolera.
- Incentivar la exploración de hidrocarburos gaseosos y el desarrollo de la industria petroquímica en el marco de una política clara, que aporte en fortalecer el consumo intensivo de sus derivados como el LPG, LNG, fertilizantes, metanol, etc.
- El Estado y sus organismos deben trazar políticas de orientación y educación hacia el manejo sostenible de los recursos naturales, enmarcadas en una política global de desarrollo económico y social del país. Estas políticas y normas deben permitir la agilización y el normal desarrollo de las actividades económicas en general y de la industria petrolera en particular.
- La riqueza derivada de la actividad petrolera debe integrarse en todas sus etapas a Planes de Inversión Nacional, que incluyan proyectos concertados con los diferentes actores sociales de las áreas de influencia, en donde la industria del petróleo hace presencia. Tales proyectos deben dar solución a problemas específicos que impulsen el desarrollo integral de la comunidad, sobretodo en las zonas rurales del territorio Colombiano.
- Se debe fortalecer a ECOPETROL, como punta de lanza de la exploración petrolera nacional, a esta empresa se le debe dotar de flexibilidad administrativa y autonomía financiera, para así modernizarla y exigirle resultados a través de su presencia en todo el territorio nacional.

Este esfuerzo debe ir acompañado de un profundo espacio de autocrítica, que permita construir la nueva organización, con base en las experiencias pasadas. Si queremos avanzar en exploración petrolera debemos ser conscientes que debemos construir una nueva organización, que se apoye, entre otros, en un cambio de actitud personal que permita trabajar unidos en torno a un objetivo común: encontrar petróleo.