

EQUILIBRIO DE LOS MERCADOS DE GAS Y ELECTRICIDAD EN VENEZUELA

Armando Ferreira

José Ysmael Da Silva

INELECTRA, S.A.C.A

Abstract

En el presente trabajo se analiza el equilibrio entre los mercados de gas natural y electricidad en Venezuela, en precios y cantidades, determinado por los costos y tarifas de los sistemas de transporte de energía. En otras palabras, se analiza la conveniencia de transportar la energía en forma de gas (primero transporte, luego generación) o de electricidad (primero generación, luego transporte) con el fin de suplir demanda de electricidad por medio de plantas generadoras termoeléctricas.

Para la realización de trabajo se analizaron las condiciones de los sectores de gas y electricidad en Venezuela, en comparación con otros países, y se elaboró un modelo financiero que considera el ingreso requerido por la prestación del servicio de transporte de energía, mediante la aplicación de una tarifa promedio, con el fin de recuperar la inversión realizada y cubrir los costos de operación y mantenimiento.

Los resultados obtenidos ratifican en las tendencias observadas en trabajos previos: para valores iguales o superiores a 1.000 MW (megavatios) aproximadamente (900 MW en este caso), resulta más beneficioso transportar gas en lugar de electricidad. Finalmente, el equilibrio entre los mercados considerados se establece aproximadamente en un rango de potencia de 800-900 MW y un precio de 6-10 USD/MWh (dólares americanos por Megavatio-hora).

INTRODUCCIÓN

Los mercados de gas natural y electricidad están estrechamente relacionados como consecuencia de un aspecto técnico contundente: mediante los procesos adecuados, la energía primaria del gas puede transformarse en energía eléctrica.

Más aún, nuevos elementos provocan que la relación se estreche aún más: en algunos lugares, la forma más barata, o quizás la única física y/o económicamente viable, de producir electricidad es utilizando gas natural. Además, el gas natural es una fuente de energía con impacto mínimo sobre el ambiente.

En un régimen de mercado, los precios de la energía en sus distintas variedades deberían estar relacionados [1]. Esto se debe, en primer lugar a la posibilidad de sustituir, al menos parcialmente, un tipo de energía por otra, con lo cual entran en consideración aspectos económicos como el costo de oportunidad. En segundo lugar, la relación entre distintas fuentes de energía, como ocurre en el caso del gas y la electricidad, conlleva a que las variaciones en los precios de ellos sigan patrones muy parecidos.

Las variaciones conjuntas de precios de gas y electricidad se han visto en distintos países. En particular, esto ha ocurrido en Inglaterra desde 1993, donde inclusive puede añadirse el hecho de que ambos tipos de energía han sido utilizados como sustitutos en el sector residencial. En algunos países latinoamericanos, tal comportamiento quizás no sea tan evidente, pero se debe a efectos regulatorios que fijan el precio de los energéticos de acuerdo a ciertos criterios [1].

En cualquier caso, la interacción entre los mercados de gas y electricidad, a nivel de volumen y precios, ya empieza a discutirse en los países latinoamericanos, y se perfila la formación de mercados energéticos unificados. Es importante recordar que en el continente se dan circunstancias extraordinarias como las enormes reservas de gas natural disponibles en Venezuela, Perú y Bolivia, y el hecho de que el gigantesco parque generador de Brasil está basado fundamentalmente en hidroelectricidad.

Venezuela dispone de marcos regulatorios para los sectores del gas y la electricidad. Éstos incluyen definición de las actividades que comprende cada uno de ellos, especificando aquellas abiertas a la participación del sector privado, y tarifas. Por otra parte, una serie de oportunidades han sido abiertas para el desarrollo de proyectos de explotación de gas natural, y los requerimientos de inversión en generación termoeléctrica son cada día mayores. De este modo, la combinación de ambos aspectos debe incrementar los volúmenes de gas disponible como sustituto y como insumo de la electricidad.

Planteamiento del Problema

Venezuela posee grandes reservas de gas natural, totalizando para el año 2000 unos 227 billones de pies cúbicos, correspondiendo 147 billones a reservas probadas, las cuales están compuestas en un 91% por gas asociado a crudo y 9% de gas libre. La explotación de las reservas permite abastecer un mercado nacional de 1.950 millones de pies cúbicos estándar diarios (para el año 2000, según estimado de PDVSA), contemplando además una tasa de crecimiento interanual de 7,5% en los próximos 10 años [2].

Considerando el bajo costo del gas para Venezuela en comparación con otras alternativas, con características que permiten preservar en mayor grado el ambiente y que podría presentar, en los próximos años, una alta disponibilidad derivada de la explotación de las reservas de gas no asociado y del asociado, se plantea la posibilidad de aprovechar los cuantiosos recursos en distintas actividades, entre ellas la de generación de electricidad.

La pregunta que surge ante esta situación es si conviene transportar el gas desde los puntos de producción hasta los centros de consumo para su uso en plantas de generación de potencia allí ubicadas o es preferible producir electricidad cerca de los puntos donde se obtiene el gas y transportar electricidad hasta los centros de consumo. En otras palabras, se desea identificar el equilibrio entre los mercados de gas y electricidad, en precios y cantidades, el cual viene determinado por el transporte de energía.

El tema de si es preferible transportar gas o electricidad ha sido tratado en algunos trabajos previos, inclusive referidos al escenario latinoamericano [3, 4]. De este modo, se pretende comparar los resultados obtenidos en esta investigación con los obtenidos con anterioridad.

Tal como se perfila en la actualidad, si el gas y la electricidad se perciben simplemente como energía, las actividades de transporte para ambos deberían estar relacionadas. Sin embargo, a pesar de que el diseño de tarifas es en general muy detallado, éste se hace de manera aislada, con lo cual se ignoran efectos cruzados que pudieran ocurrir entre ellos [5]. Por ejemplo, un costo de transporte

de gas muy alto conducirá probablemente a construir plantas de generación cerca de los yacimientos y nuevas líneas de transmisión.

DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS DEL EQUILIBRIO

Relación Entre el Transporte de Gas y Electricidad

Existen semejanzas y diferencias entre las actividades de transmisión de energía eléctrica y el transporte de gas [5].

Entre las semejanzas se puede mencionar las siguientes:

- Las redes de tuberías y líneas transportan energía: se requieren para el acceso a fuentes remotas de generación de electricidad y explotación de yacimientos de gas; no son utilizadas en general por otras industrias e históricamente han sido desarrolladas por compañías integradas verticalmente.
- Desde un tiempo relativamente reciente, se está trabajando en la separación de las actividades de producción y transporte, con una actividad de producción de características competitivas y una actividad de transporte (transmisión) regulada.
- Los retos en planificación, desarrollo y financiamiento de nuevas redes para el uso de los productores son similares.

En cuanto a las diferencias, éstas se refieren particularmente a la planificación de inversión de las redes:

- Para el transporte de gas, pueden identificarse y comercializarse fácilmente los derechos de uso. En efecto, es sencillo asignar el transporte de un volumen determinado de gas entre dos puntos cualquiera de una red. Los ingresos obtenidos por este servicio se utilizan para financiar nuevas expansiones.
- Para el transporte de electricidad, no es sencillo identificar la forma en como una red es utilizada para llevar energía entre dos puntos. De este modo, no existe un consenso claro en como financiar expansiones.

Como consecuencia de lo expuesto anteriormente, el desarrollo de gasoductos es impulsado por la dinámica del mercado, mientras que en el caso de la electricidad, la planificación es mayormente centralizada.

Marco Regulatorio del Gas Natural

La Asamblea Nacional aprobó en septiembre de 1999, la nueva Ley de Hidrocarburos Gaseosos, la cual permite nuevos incentivos al gas y promueve la participación privada en la cadena del negocio. Por otra parte, el Ministerio de Energía y Minas, conjuntamente con el Ministerio de Producción y Comercio, publicó la política de precios y tarifas que aplican al gas metano proveniente del gas natural [6]. Ésta tiene por objeto fijar los precios del gas metano en los llamados “Centros de Despacho”, fijar las tarifas de los servicios de transporte y distribución desde los mismos, así como la tarifa que deberá pagar el consumidor final.

La Tabla 1 presenta las tarifas aplicables para el gas en los Centros de Despacho mencionados anteriormente, a precios de enero de 2001, con una tasa de cambio de 699,75 VEB/USD (bolívars venezolanos por dólares americanos) [7].

Los Centros de Despacho pueden definirse como puntos de relevancia ubicados en distintas regiones del país, los cuales se utilizan como referencia para el cálculo del precio del gas. En la actualidad, están definidos dos: el de Anaco, correspondiente al sistema Centro-Oriental, y el de Lago de Maracaibo, en el sistema occidental.

Tabla 1
Precio del Gas Metano en el Centro de Despacho

AÑO	DOMÉSTICO		PETROQUÍMICO		INDUSTRIAL	
	Bs/m ³	US\$/MBTU	Bs/m ³	US\$/MBTU	Bs/m ³	US\$/MBTU
Centro de Despacho Anaco						
01-Ene-01	9,888	0,40	12,36	0,50	12,36	0,50
01-Ene-02	9,888	0,40	13,596	0,55	13,596	0,55
01-Ene-03	9,888	0,40	14,832 + F	0,60 + F	14,832	0,60
01-Ene-04	9,888	0,40	14,832 + F	0,60 + F	16,316	0,66
01-Ene-05	9,888	0,40	14,832 + F	0,60 + F	18,046	0,73
01-Ene-06	9,888	0,40	14,832 + F	0,60 + F	20,024	0,81
01-Ene-07	9,888	0,40	14,832 + F	0,60 + F	22,248	0,90
Centro de Despacho Lago						
01-Ene-01	19,776	0,80	24,721	1,00	24,721	1,00
01-Ene-02	19,776	0,80	24,721	1,00	24,721	1,00
01-Ene-03	19,776	0,80	24,721 + F	1,00 + F	25,957	1,05
01-Ene-04	19,776	0,80	24,721 + F	1,00 + F	27,193	1,10
01-Ene-05	19,776	0,80	24,721 + F	1,00 + F	28,429	1,15
01-Ene-06	19,776	0,80	24,721 + F	1,00 + F	29,665	1,20
01-Ene-07	19,776	0,80	24,721 + F	1,00 + F	30,901	1,25

Donde “F” representa el componente del precio total del gas metano en el centro de despacho para el sector petroquímico, el cual será definido por el Ente Nacional de Gas (ENEGAS), y considerará la eficiencia de la industria petroquímica, el precio del producto y el valor agregado de la industria a la nación.

Por otra parte, las tarifas de transporte y distribución para la red industrial de gas metano provenientes de los Centros de Despacho, a precios de enero de 2001 y con una tasa de cambio de 699,75 VEB/USD, son las que se indican en la Tabla 2 [8]. Los valores presentados corresponden a montos máximos facturables por la prestación de los servicios y se mantendrán vigentes por un período de cinco (5) años, contados a partir de Enero de 2001. Las tarifas que deben pagar los consumidores finales están conformadas por la suma del precio del gas metano respecto a su Centro de Despacho, más el transporte y la distribución correspondientes a su ubicación geográfica.

Tabla 2
Tarifas de Transporte y Distribución del Gas Metano Desde los Centros de Despacho

REGIÓN	TRANSPORTE		DISTRIB. INDUSTRIAL		DISTRIB. DOMÉSTICA	
	Bs/m ³	US\$/MBTU	Bs/m ³	US\$/MBTU	Bs/m ³	US\$/MBTU
Anaco-Pto. Ordaz						
Industrial	1,73	0,07	0,742	0,03	N/A	N/A
Petroquímica	1,73	0,07	0,742	0,03	N/A	N/A
Doméstico	1,73	0,07	0,742	0,03	N/A	N/A
Anaco-Pto. La Cruz						
Industrial	1,73	0,07	0,742	0,03	N/A	N/A
Petroquímica	1,73	0,07	0,742	0,03	N/A	N/A

REGIÓN	TRANSPORTE		DISTRIB. INDUSTRIAL		DISTRIB. DOMÉSTICA	
	Bs/m ³	US\$/MBTU	Bs/m ³	US\$/MBTU	Bs/m ³	US\$/MBTU
Doméstico	1,73	0,07	0,742	0,03	56,857	2,301
Anaco						
Industrial	0,00	0,00	0,742	0,03	N/A	N/A
Petroquímica	0,00	0,00	0,742	0,03	N/A	N/A
Doméstico	0,00	0,00	0,742	0,03	56,857	2,301
Anaco-Maturín						
Industrial	0,00	0,00	0,742	0,03	N/A	N/A
Petroquímica	0,00	0,00	0,742	0,03	N/A	N/A
Doméstico	0,00	0,00	0,742	0,03	N/A	N/A
Anaco-Capital						
Industrial	9,147	0,37	1,978	0,08	N/A	N/A
Petroquímica	9,147	0,37	1,978	0,08	N/A	N/A
Doméstico	9,147	0,37	1,978	0,08	56,857	2,301
Anaco-Aragua						
Industrial	11,619	0,47	1,978	0,08	N/A	N/A
Petroquímica	11,619	0,47	1,978	0,08	N/A	N/A
Doméstico	11,619	0,47	1,978	0,08	N/A	N/A
Anaco-Carabobo						
Industrial	14,338	0,58	1,730	0,07	N/A	N/A
Petroquímica	14,338	0,58	1,730	0,07	N/A	N/A
Doméstico	14,338	0,58	1,730	0,07	N/A	N/A
Anaco-Lara-Yaracuy						
Industrial	18,788	0,76	2,225	0,09	N/A	N/A
Petroquímica	18,788	0,76	2,225	0,09	N/A	N/A
Doméstico	18,788	0,76	2,225	0,09	N/A	N/A
Lago-Zulia-Táchira						
Industrial	0,000	0,00	1,236	0,05	N/A	N/A
Petroquímica	0,000	0,00	1,236	0,05	N/A	N/A
Doméstico	0,000	0,00	1,236	0,05	56,857	2,301
Lago-Falcón						
Industrial	4,202	0,17	1,978	0,08	N/A	N/A
Petroquímica	4,202	0,17	1,978	0,08	N/A	N/A
Doméstico	4,202	0,17	1,978	0,08	N/A	N/A

El Mercado de Gas en Venezuela

En la actualidad, Venezuela presenta una situación de dos regiones no interconectadas, desde el punto de vista de transporte de gas, una de las cuales es deficitaria, la occidental, por los requerimientos de reinyección del gas en las actividades de producción de petróleo, y una potencialmente excedentaria, al oriente del país [2].

Venezuela posee cuantiosos recursos de gas natural, los cuales totalizaron para el año 2000 unos 227 billones de pies cúbicos, correspondiendo 147 billones a reservas probadas. Esta abundancia de recursos otorga a Venezuela una posición privilegiada al ocupar el séptimo lugar entre los países con mayor volumen de reservas probadas y el primero en Latinoamérica (ver Figuras 1 y 2).

Las reservas de gas están localizadas principalmente en tres de las cuencas petrolíferas venezolanas. Las dos regiones más grandes son Maracaibo (en la Cuenca del Lago) y la Oriental Guárico-Oriente (en la Cuenca de Venezuela Oriental) que representaban, respectivamente, el 23% y el 68% de las reservas totales. La región Cariaco-Paria contiene un 9% de las reservas de gas.

Las reservas de gas libre se concentran en el oriente del país y representan el 10,2% del total de las reservas comprobadas en el área.

El Sistema de Transporte de Gas en Venezuela

La red de transporte de gas natural existente en Venezuela tiene una longitud total de 3.856,6 km, y está dividida en dos subsistemas principales, Centro-Oriental y Occidental. Actualmente, dichos subsistemas no se encuentran conectados (ver Figura 3). El proyecto de interconexión de los ambos subsistemas el volumen a manejar en esta conexión será de 450 MMPCD (millones de pies cúbicos por día).

El sistema de transporte de gas natural en Venezuela está diseñado para atender el mercado interno, incluyendo la interconexión entre los dos subsistemas existentes. Para transportar los volúmenes esperados de producción, se requiere una expansión importante del sistema. El Plan Nacional de Gas prevé parte del desarrollo requerido, el cual debe ser afrontado por los agentes que participen en Sector del gas natural.

Es importante resaltar que, en Venezuela, la construcción de gasoductos es favorecida por precios relativamente bajos, entre otras razones por las características de gran parte territorio nacional y la disponibilidad de materia prima para su elaboración.

El Sector Eléctrico y su Relación con el Mercado de Gas

Venezuela es uno de los países con mayor grado de electrificación en América Latina; más del 95,4% de su población dispone de servicio eléctrico. Esto es el resultado de un esfuerzo realizado por el Estado Venezolano, al cual se sumó una significativa concurrencia de empresas privadas.

Venezuela cuenta con un sistema de transmisión con tensiones de 230, 400 y 765 kV (kilovoltios), que interconecta los principales centros de producción de energía y permiten tener potencia y energía disponible para los centros de consumo en todo el territorio nacional. Para Diciembre del año 2000 el país disponía de 19.549 MW de capacidad instalada en sus diferentes plantas. El Sector Eléctrico Venezolano está estructurado en forma mixta, integrado por empresas públicas y privadas, en general los lineamientos de política son dictados por el Ministerio de Energía y Minas, órgano rector en materia de energía a nivel nacional, a través de su Dirección de Electricidad.

El crecimiento y la expansión del sector eléctrico en Venezuela se apoyaron fundamentalmente en las fuertes inversiones del sector público. Ello fue posible gracias a la llamada “siembra del petróleo”, es decir, la capitalización de la renta petrolera. El Estado, al disponer de cuantiosos recursos, pudo emprender la explotación del gigantesco potencial hidroenergético del río Caroní, así como también de otros potenciales hidroeléctricos menores en la Región Occidental. Paralelamente pudo también desarrollar la generación térmica, la construcción de la red troncal de 765 kV, y una amplia red de distribución.

Como consecuencia del crecimiento de la demanda y la finalización de la vida útil de varias plantas de generación térmica, Venezuela requiere la instalación de aproximadamente 4.000 MW de generación térmica en el periodo 2002-2006. Este valor no incluye los proyectos de las centrales hidroeléctricas de Caruachí y Tocoma que se encuentran en ejecución. Se estima que una proporción importante de las nuevas plantas térmicas utilizará como combustible principal el gas natural debido a su abundancia y bajo costo.

Entre los proyectos de generación con gas que se incluyen para alcanzar la meta arriba indicada se tienen los siguientes:

- Planta El Sitio: 3 x 450 MW (plena expansión) en ciclo combinado a gas natural.
- Planta Termozulia: Primera etapa: 300 MW ciclo abierto a gas natural.

- Planta Aragua-Carabobo: 430 MW ciclo combinado a gas natural.
- Planta Yaritagua: Primera etapa: 80 MW ciclo abierto a gas natural.
Plena expansión: 230 MW ciclo abierto a gas natural.
- Ampliación IPP Cardón: 25 MW ciclo abierto gas natural

Centros Potenciales de Oferta y Demanda de Gas Natural

Con base a la información presentada y a fines del análisis, se han determinado dos centros de oferta y seis centros de demanda de gas para la generación de electricidad (ver Figura 3) los cuales se presentan a continuación:

Centros de oferta:

- Anaco (región Centro-Oriental).
- Maracaibo (región Occidental).

Centros de demanda:

- Región Capital.
- Aragua.
- Carabobo.
- Lara-Yaracuy.
- Táchira.
- Zulia.

Los centros de demanda Región Capital, Aragua y Carabobo, que están ubicados en la región Centro-Oriental, serían abastecidos desde Anaco, mientras que los demás recibirían suministro de gas o electricidad desde Maracaibo (Lara-Yaracuy es abastecido actualmente por el sistema Centro-Oriental). Es importante destacar que estos puntos representan posibilidades reales de requerimientos de gas, en virtud de las características del sistema eléctrico en el país y el incremento de la demanda en los próximos años. Las distancias aproximadas entre los puntos de oferta y los centros de demanda se presentan en las Tablas 3 y 4.

Tabla 3
Distancia Aproximada Desde Anaco
Hasta los Centros de Demanda en la Región Centro-Oriental

Centro de Demanda	Distancia desde Anaco (km)
Capital	400
Aragua	500
Carabobo	650

Tabla 4
Distancia Aproximada Desde Maracaibo
Hasta los Centros de Demanda en la Región Occidental

Centro de Demanda	Distancia desde Maracaibo (km)
Lara-Yaracuy	400
Táchira	200

Zulia	-
-------	---

Modelo de Evaluación Utilizado

Para la evaluación de los costos de transporte de electricidad y gas se construyó un modelo de estimación que considera un período de evaluación de 20 años y una tasa de descuento de 18%.

En la evaluación se han considerado tres escenarios, basados en los distintos volúmenes de transporte de gas o electricidad:

1. Transporte de energía equivalente a una demanda máxima de 350 MW.
2. Transporte de energía equivalente a una demanda máxima de 900 MW.
3. Transporte de energía equivalente a una demanda máxima de 2.000 MW.

En cada caso, se asume un factor de diversidad de 70%.

Se estimó el flujo de ingresos requerido para cubrir los costos de desarrollo de las redes de transporte de energía, con base a una tarifa por unidad (MWh en caso de electricidad, MMPC en el caso de gas).

Los criterios considerados para modelar las redes de transporte de gas y electricidad son los siguientes:

Gas natural

- Se seleccionaron diámetros de tubería estándar acordes con los requerimientos de transporte, incluyendo un 30% de reserva: 8 pulgadas para el escenario 1 (350 MW), 10 pulgadas para el escenario 2 (900 MW) y 14 pulgadas para el escenario 3 (2.000 MW). Los costos de las tuberías y de instalación de las mismas se presentan en la Tabla 5 [9, 10, 11].

Tabla 5
Costo Estimado por Kilómetro
Tubería de Diámetros Considerados

Diámetro de la Tubería (Pulgadas)	Costo (USD/km)	Instalación (USD/km)
8	60.000	60.000
10	91.000	86.000
14	141.000	157.000

- La eficiencia de los sistemas transporte es de 90%.
- Se consideró la construcción de los city gates requeridos, así como de estaciones de compresión cada 200 km aproximadamente.
- Se consideraron costos de operación y mantenimiento, como factor de la inversión total requerida en estaciones de compresión y city gates.

Electricidad

- Se seleccionaron niveles de tensión estándar, para los cuales se dispone inclusive información sobre costos y capacidades de transmisión de potencia. Esta información se presenta en la Tabla 6 [2].

Tabla 6
Costo Estimado por Kilómetro y Capacidad
Líneas de Transmisión en los Niveles de Tensión Considerados

Nivel de Tensión (kV)	Costo de Capital (USD/km)	Capacidad (MW)
230	480.000	350
345	900.000	900
500	1.200.000	2.000

- Se consideraron costos de operación y mantenimiento, como factor de la inversión total requerida.

En general, se considera un alto factor de utilización para cada uno de los sistemas analizados. En particular, las capacidades de los sistemas de transmisión son las mínimas necesarias para cada uno de los escenarios planteados. Esto se traduce en una alta eficiencia.

Es importante destacar que, con el modelo, no se estimaron los costos de transporte de energía al centro de demanda Maracaibo, en virtud de que la distancia con el punto de oferta se considera muy pequeña.

Resultados Obtenidos

La Tabla 7 presenta un resumen de los resultados obtenidos en la evaluación realizada con el modelo.

Tabla 7
Tarifa Promedio Requerida (USD/MWh-equivalente) para Cada Tramo Analizado
Transporte de Gas y Electricidad

Centro de Demanda	Escenario 1: 350 MW		Escenario 2: 900 MW		Escenario 3: 2.000 MW	
	Gas	Electricidad	Gas	Electricidad	Gas	Electricidad
Capital	11,7	10,4	6,3	7,6	4,5	4,6
Aragua	14,8	13,0	8,0	9,5	5,7	5,7
Carabobo	19,1	17,0	10,3	12,4	7,3	7,4
Lara-Yaracuy	11,7	10,4	6,3	7,6	4,5	4,6
Táchira	6,3	5,2	3,3	3,8	2,3	2,3

Análisis de Resultados

De acuerdo a los valores presentados en la Tabla 7, los siguientes aspectos pueden ser destacados:

- Las tarifas obtenidas ratifican en gran medida las tendencias observadas en otros trabajos: para valores iguales o superiores a 1.000 MW aproximadamente (900 MW en este caso), resulta más beneficioso transportar gas en lugar de electricidad. Es importante recordar que, tal como se mencionó anteriormente, las características del territorio venezolano favorecen los bajos costos en la construcción de gasoductos, lo cual puede contribuir a reducir en cierta medida el valor de la tarifa correspondiente.
- En virtud de lo expresado anteriormente, dadas las características de la geografía nacional y las distancias aproximadas entre los centros de oferta y demanda de gas, el equilibrio entre

los mercados considerados se establece aproximadamente en un rango de potencia de 800-900 MW y un precio de 6-10 USD/MWh.

- La implementación de los proyectos de transporte de energía considerados en el análisis permitirían ofrecer energía eléctrica para satisfacer la demanda a un precio razonable. En efecto, considerando el precio de gas a nivel de los centros de despacho (3-4 USD/MWh) y el costo de generación en plantas de ciclo abierto (20-30 USD/MWh) se tendría un precio máximo aproximado de 55 USD/MWh (para el escenario 1, transporte de gas al centro de demanda Carabobo). Es claro que volúmenes mayores de energía supondrían precios menores y, adicionalmente, nuevos proyectos para la explotación de gas en Venezuela podrían ser considerados, dado que los márgenes en los precios permitirían considerar mayores tarifas para el gas.
- Las tarifas aprobadas y contenidas en Gaceta Oficial no permitirían recuperar los costos de desarrollo de sistemas de gasoductos para el transporte a los centros de demanda. Esto debe ser observado a la luz de las políticas públicas que el Estado venezolano desea aplicar con el fin de favorecer el desarrollo y que se traducen en el subsidio parcial del sistema de transporte. Por lo tanto, la recuperación de la inversión y los costos de operación y mantenimiento de nuevos sistemas independientes deben suponer una revisión de las tarifas permitidas o un tratamiento selectivo. En cambio, la legislación existente para las actividades del sector eléctrico permite, tal como se practica actualmente, la suscripción de contratos para el suministro bajo condiciones acordadas por las partes, lo cual le añade una ventaja adicional al transporte de electricidad.

CONCLUSIONES

En el presente trabajo se ha discutido acerca el punto de equilibrio de los mercados de gas y electricidad, en lo referente al transporte de energía. Los resultados obtenidos son acordes a los presentados en trabajos similares e indican que el equilibrio se establece aproximadamente en un rango de potencia de 800-900 MW y un precio de 6-10 USD/MWh.

La implementación de los proyectos de transporte de energía considerados en el análisis permitiría ofrecer energía eléctrica para satisfacer la demanda a un precio razonable, considerando adicionalmente los costos de las actividades de explotación del gas y la generación de potencia.

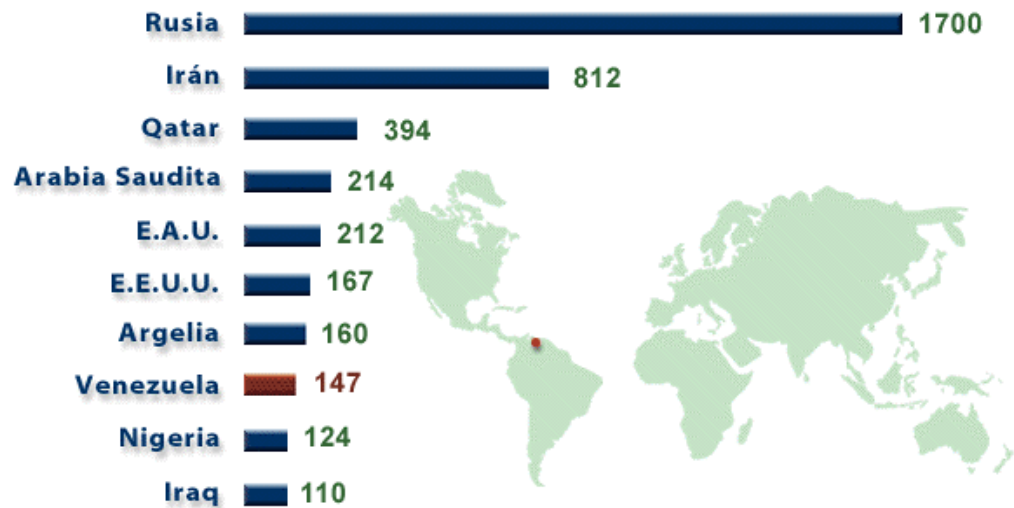
Las enormes reservas existentes y los resultados del presente estudio dan una idea de las oportunidades existentes en el mercado del gas natural en Venezuela. En efecto, dados los valores esperados de rentabilidad, se abre la posibilidad de desarrollar nuevos proyectos de explotación, comercialización y uso del gas, particularmente en el sector eléctrico. Para ello, el Estado venezolano debe definir el rol que desea desempeñar, y establecer cual será el papel asignado al sector privado. Actualmente, las políticas públicas se traducen en el subsidio parcial del sistema de transporte de gas existente, que es propiedad integra de la nación, y tarifas bajas para favorecer el desarrollo nacional. Para nuevos desarrollos ejecutados por otros agentes, la presencia de beneficios extraordinarios para las empresas, ocasionada por los enormes requerimientos de la demanda futura de electricidad, y la recuperación de la inversión y los costos de operación y mantenimiento, representan que el marco legal y regulatorio existente, especialmente en lo que se refiere a las tarifas, debe ser revisado.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. García, I. Dyner, “Acerca de la relación entre los precios del gas natural y de la electricidad”, Universidad Nacional de Colombia, Junio de 2002.
- [2] Unión Temporal: Inelectra, S.A.C.A. - Econometría, “Estudio Posibilidades de Interconexión Gasífera Colombia-Venezuela”, Informe Final, Septiembre de 2002.
- [3] J. Karacsonyi, “Certezas y dudas sobre el precio de la energía en un marco de integración regional”, Santa Cruz, Abril de 2002.
- [4] D. Ridelener, “Precios de Gas y Electricidad en la Región”, 3er. Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad, 23 de Abril de 2002.
- [5] C. Rochlin, “Diverging Transportation Rate Methodologies in the Converging Gas and Electric Commodities Industries”, IEEE PES Winter Meeting, 1999.
- [6] Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (Decreto N° 310). Gaceta Oficial de la República de Venezuela. Número 36.793, 12 de Septiembre de 1999.
- [7] Precios del gas metano en los centros de despacho (Resolución 033). Gaceta Oficial de la República de Venezuela. Número 37.157, 2001, 13 de Marzo de 2001.
- [8] Tarifas de los servicios de transporte y distribución del gas metano desde los centros de despacho, así como la tarifa que deberán pagar los consumidores (Resolución 034). Gaceta Oficial de la República de Venezuela. Número 37.157, 13 de Marzo de 2001.
- [9] E. Hirst, B. Kirby, *Transmission Planning for a Restructuring U.S. Electricity Industry*. Washington, D.C. Edison Electric Institute, 2001, pp. 20-23.
- [10] ABB, “New Concepts for the Transmission Grids”, DOE Workshop on Analysis and Concepts to Address Electric Infrastructure Needs, Washington DC, 3 de Agosto de 2001.
- [11] ICF Consulting, “Unit Costs of constructing new transmission assets at 380kV within the European Union, Norway and Switzerland”, Final Report, Octubre de 2002.

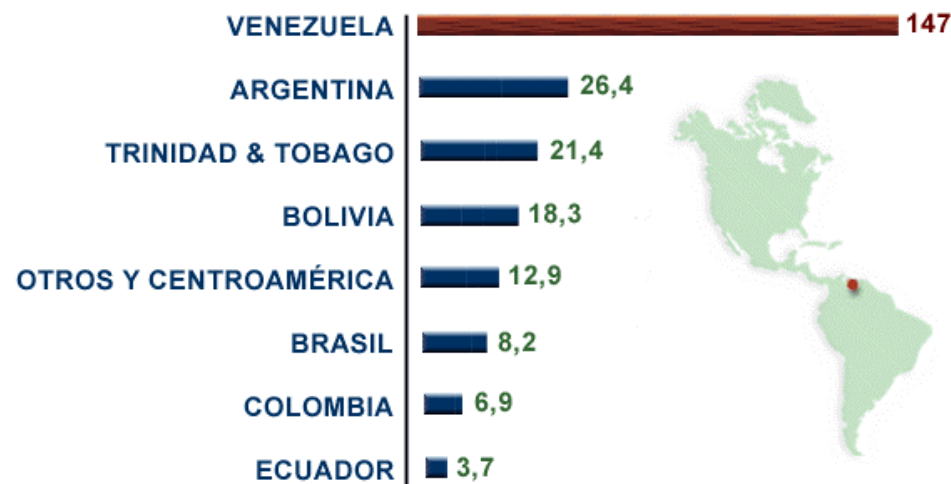
FIGURAS

FIGURA 1
RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL EN EL MUNDO EN EL AÑO 2000
(BILLONES DE PIES CÚBICOS)



FUENTE: BP Amoco Statistical Review of World Energy June 2001

FIGURA 2
RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL EN LATINOAMÉRICA EN EL AÑO 2000
(BILLONES DE PIES CÚBICOS)



FUENTE: BP Amoco Statistical Review of World Energy June 2001

FIGURA 3
REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS EN VENEZUELA Y LOS CENTROS DE OFERTA Y DEMANDA DE GAS CONSIDERADOS

