

LAS PERSPECTIVAS DEL GAS Y SU REGULACIÓN EN VENEZUELA *

Iván Orellana

ASESOR MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

Resumen:

Este ensayo analiza las perspectivas que se abren en el sector gas en Venezuela con la promulgación de la Ley Orgánica de los Hidrocarburos Gaseosos. La primera parte ubica al lector en el contexto de la jerga y las características que distinguen al sector tanto física como estructuralmente, no sólo en el contexto nacional, sino también en el internacional. Se incluye un análisis de la evolución del marco institucional y regulatorio del sector, así como también, una evaluación de la experiencia acumulada en largos años de regulación centralizada que caracterizó su desarrollo en el pasado. La segunda parte analiza las experiencias y tendencias que en materia de desregulación del sector se han acumulado alrededor del mundo. Se concluye finalmente con un análisis del alcance y contenido de las reformas regulatorias del sector en Venezuela y con una estimación del alcance de los impactos sobre el desempeño económico de la nación.

Palabras claves: Sector gas, Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, reformas regulatorias, desempeño económico.

INTRODUCCIÓN

El gas natural ocupa una posición muy particular en el contexto de los servicios públicos en Venezuela: contribuye mayoritariamente con las necesidades de energía primaria de la nación en cantidades que son porcentualmente mayores que las de los hidrocarburos líquidos y la hidroelectricidad; compite con la electricidad en el mercado de la energía local e internacional; es utilizado no sólo como elemento de energía primaria sino también como materia prima en sectores que, como la petroquímica y la siderúrgica, tienen un factor multiplicador importante en la economía y como elemento de mantenimiento de presión en los yacimientos de petróleo, lo cual, si bien pospone la disponibilidad de importantes volúmenes del recurso en el tiempo, permite la recuperación adicional de crudo que, de otra manera, quedaría para siempre en el subsuelo. Es también, un elemento importante desde el punto de vista geopolítico, no sólo porque en conjunto con otros servicios públicos como la electricidad, el agua y las comunicaciones influyen potencialmente en la distribución demográfica de la población,

* Este documento está protegido por las leyes que protegen el derecho de autor en la República Bolivariana de Venezuela y por lo tanto, queda prohibida su reproducción total o parcial por cualquier medio sin la expresa autorización escrita del autor.

sino también por su condición cada vez más relevante de materia prima de importancia estratégica en los contextos internacional y regional latinoamericano.

Por otra parte, el sector gas, al igual que el sector eléctrico, es un servicio de utilidad pública en sus segmentos de Producción (Generación) y Comercialización siendo además un servicio público en sus segmentos de Transmisión y Distribución (T&D), por su condición de monopolio natural. Por lo tanto, los agentes económicos proveedores de estos servicios están legalmente sujetos a restricciones en la fijación unilateral de precios y tarifas, en la manera de organizarse y en la manera de estructurar sus relaciones contractuales.

El gas natural, como bien económico, posee también peculiaridades y externalidades muy particulares lo cual complica aún más su análisis desde el punto de vista de la regulación. Por un lado, es considerado cada vez más con mayor relevancia como un combustible amigable desde el punto de vista ambiental y por lo tanto merecedor de un "premium" por tal condición. En Venezuela se produce mayoritariamente asociado con el crudo y por lo tanto no sólo incurre en costos conjuntos con éste en sus fases de Exploración y Producción (E&P), sino también, dada la condición de cuasi sincronía entre la producción y el consumo, puede potencialmente restringir (por normativa legal) la producción de crudo; es sustituto de otros energéticos primarios como el carbón, la hidroelectricidad, el Gas Licuado del Petróleo (GLP), la Orimulsión, el fueloil y el gasoil en los mercados locales e internacionales de energía; es un recurso no renovable y por lo tanto tiene asociado un costo de oportunidad en el tiempo; el mercado local se caracteriza por una fuerte estructura monopólica del lado de la producción y monopsónica por el lado del consumo¹.

Por otro lado el mercado de gas, a diferencia del mercado de crudo, es regionalizado² dado los altos costos de transporte por unidad de volumen o de

¹ Si bien la estructura de la demanda actual de gas en Venezuela está segmentada entre diversos sectores de consumo como el petrolero, petroquímico, eléctrico, siderúrgico, aluminio, cemento, manufacturero y doméstico, no es menos cierto que tal estructura posee un fuerte acento de monopsonía: Según PDVSA GAS, en 1999 se produjeron en Venezuela 5,7 millardos de pies cúbicos de gas por día, de los cuales 71 % lo utilizó la propia industria petrolera en sus operaciones, y 29% se destinó al mercado interno, consumiendo de este volumen el sector eléctrico, el siderúrgico y aluminio, 22% cada uno.

² Actualmente existen solamente dos mercados con estructuras suficientemente fluidas como para ser catalogados como verdaderos mercados de gas: el mercado estadounidense donde se tranzan diariamente unos 50 mil contratos de gas con base en el centro de acopio Henry en Louisiana y el mercado del Reino Unido donde se transan entre 2 mil a 5 mil contratos de gas con base en los centros de acopio de Bactón y Sant Fergus. Sin embargo, a raíz de la integración de la Comunidad Económica Europea y los avances tecnológicos que han reducido apreciablemente los costos de licuefacción y transporte

energía, por lo que no existe un "precio mundial" de gas como sí lo hay para el crudo o el carbón; el mercado mundial de gas es muy pequeño en relación con el mercado mundial de energía³ y sus patrones de intercambio comercial son tan inflexibles con la tecnología actual que, prácticamente, cada intercambio comercial de gas local o internacional a gran escala debe ser conceptualizado, estructurado e implementado en forma casi personalizada; la evolución de la tecnología en materia de generación eléctrica con base en gas natural y en materia de licuefacción y transporte de gas vía marítima, así como la simetría y complementariedades económicas y regulatorias de las cadenas comerciales eléctrica y de gas están acelerando la convergencia de ambos sectores a un mercado único de energía que, como indica la Cambridge Energy Research Association (1999), tenderá a focalizarse en el gas natural y los productos blancos derivados del petróleo y el GLP.

Para complicar aún más este análisis se agregan a las condiciones y particularidades anteriormente descritas los intereses, las expectativas y los objetivos muchas veces contrapuestos entre los tres agentes principales que intervienen en las transacciones comerciales de gas natural: el Estado, las compañías productoras y prestadoras de servicios y los consumidores.

El interés del Estado en el desarrollo de sus potenciales reservas de gas no se circunscribe solamente al beneficio que se deriva del hecho de convertir un recurso natural no renovable de escasa transabilidad, en un potencial sustituto en la factura energética de otras fuentes de energía más transables y de mercados más fluidos, que de otra manera permanecerá inutilizado en el subsuelo o en el peor de los casos tendría que ser venteado a la atmósfera o quemado. En su interés está también el asegurar la cobertura de los costos sociales asociados con las externalidades sean positivas o negativas, así como el de velar por el interés público, incluido en éste el desarrollo industrial con base en el eficiente uso de la energía, el aseguramiento del suministro energético de la nación al menor costo posible, la garantía de suministro a los consumidores bajo condiciones económicamente razonables para los agentes, no injustamente discriminatoria para los consumidores y bajo estándares de confiabilidad y calidad acordes con las mejores prácticas mundiales. En consecuencia, y tal y como lo refieren Davison, Hurst y Mabro (1988), dado que los potenciales beneficios del

marítimo de Gas Natural Licuado (GNL), se vislumbran por un lado, una mayor integración regional y fluidez del mercado europeo y, por otro lado, una evolución más acelerada del intercambio comercial de GNL entre países de una misma cuenca o región geográfica y entre países de cuencas distintas (Pacífico-Atlántico).

³ El mercado mundial de energía alcanza, según British Petroleum (1998), los 8.477 millones de toneladas de petróleo equivalente de los cuales 2.016 o el 23.8% corresponden al gas.

desarrollo de reservas de gas dependen no solamente de los costos asociados con tal desarrollo, sino también con los precios futuros de los potenciales energéticos substitutos del gas, para el Estado las decisiones concernientes al desarrollo económico de las reservas de gas natural, igual que para otros recursos no renovables, implican la escogencia entre dos opciones de alto riesgo: no hacer nada o proceder con el desarrollo de las mismas, bien sea con recursos propios o a través del estímulo de la iniciativa privada. En el caso de la inacción es evidente el riesgo asociado con el aseguramiento del interés público y en el caso de la acción se agrega al riesgo del precio, los riesgos de subestimación de los costos de capital, de que la demanda y el tamaño del mercado sean menores que los estimados inicialmente etc., los cuales finalmente puede que el Estado termine asumiendo o puede que sean transferidos a los consumidores vía precios y tarifas con su consecuente impacto político y social. Asimismo, el Estado generalmente considerará otros factores que van más allá del puro racional económico al momento de decidir bien sea sobre aspectos asociados con el desarrollo de las reservas, incluida la infraestructura requerida para direccionar los mercados, o sobre potenciales ajustes de tarifas, lo cual lo hará propenso a capturar las decisiones regulatorias en caso de que los objetivos políticos y sociales se vean comprometidos.

En el caso de las compañías productoras de gas o proveedoras de los servicios de T&D, sus expectativas y objetivos son los típicamente asociados con cualquier empresa comercial privada: la maximización de la creación de valor a sus accionistas, o lo que es lo mismo, generar las máximas ganancias después de impuestos posibles. En el caso particular de las empresas del Estado, que como PDVSA, se dedican a la explotación de las actividades de la cadena comercial del gas y, al ser el Estado el único accionista de estas empresas, resulta muy frecuente la contradicción entre la consecución de objetivos comerciales que no necesariamente se alinean con los objetivos del Estado. En el caso del gas natural, definido por ley⁴ como un servicio público en las actividades de T&D, estas contradicciones se acentúan pues muchas veces la única opción comercial que les queda a las empresas del Estado es la de presionar por el aumento de tarifas y precios, lo cual puede estar en contraposición con el objetivo temporal de éste de atenuar el impacto social que ocasionaría dicho aumento. Asimismo, la empresa estatal se puede ver sometida a presiones fiscales y financieras que la tienen a desfasar inversiones en mantenimiento o en capacidad de gasoductos que no necesariamente crean valor o producen ganancias en

⁴ Ley Orgánica de los Hidrocarburos Gaseosos, publicada en La Gaceta Oficial de la República de Venezuela No. 36.793 del 23 de septiembre de 1999.

el corto plazo, pero que pudiesen comprometer la integridad de los sistemas y el interés público en la dimensión del aseguramiento del suministro en largo plazo.

Por su parte, los consumidores, la parte más débil de la cadena, tienen como interés y objetivo principal el que se les asegure un servicio de calidad y confiabilidad sin discriminarlos injustamente, a precios que estén dentro del límite de lo justo y lo razonable. Este objetivo de los consumidores se puede ver comprometido por muchos factores que van desde la asimetría de la información hasta la fijación de tarifas discriminatorias o no acordes con la calidad y confiabilidad del servicio. En consecuencia, y tal y como lo refiere Rosales (1996), los consumidores deben ejercer su rol como ciudadanos y no como simples usuarios: a diferencia de los usuarios que son actores pasivos, sin beligerancia en la discusión de los aumentos de tarifas, los ciudadanos, en la medida que se convierten en ilustres angustiados, informados y en educados sobre los costos, limitaciones y bondades de los servicios, aceptan con menos resistencia los ajustes de tarifas.

Todos los factores y particularidades técnicas y económicas mencionadas dan una idea de lo complejo que resulta el análisis de la perspectiva regulatoria del sector gas. Es pues, un asunto que incluye aspectos que van desde la geopolítica hasta la regulación con fines de introducir competencia y concurrencia en actividades que dentro de la cadena del gas son servicios públicos de naturaleza monopólica, pasando inclusive por la conceptualización del conjunto de políticas públicas que compatibilice los intereses (contrapuestos muchas veces) de los actores y agentes que intervienen en la cadena comercial del gas natural.

La experiencia acumulada internacionalmente en esta materia resulta muy valiosa para el análisis de las perspectivas de regulación del sector gas en Venezuela. Sin embargo, hay que tener cuidado de no caer en la tentación de tratar de trasladar marcos regulatorios e institucionales exitosos en otros países al nuestro sin un previo análisis de las condiciones básicas asociadas con la estructura presente del sector, las condiciones históricas que lo llevaron a esa estructura, el grado de madurez del mercado, las realidades sociopolíticas de la nación y los factores geopolíticos asociados con su condición de hidrocarburo y de bien energético cada vez máspreciado.

CARACTERÍSTICAS Y ESTRUCTURA DEL SECTOR

Características

Lo que se conoce como la industria del gas natural comprende una serie de actividades productivas, muchas de ellas negocios rentables en sí mismas, ubicados a lo largo de una cadena conocida como *la cadena del gas* que va desde los yacimientos del subsuelo (donde coexiste en solución con el petróleo o se encuentra libremente como elemento gaseoso) hasta el quemador o el reactor del consumidor final.

Bajo la denominación de *gas natural* se incluyen los elementos más livianos de los hidrocarburos, entre los cuales se encuentran el *gas metano*, el *propano* y los *butanos*, las fracciones más pesadas conocidas como *gasolina natural* y ciertos contaminantes no hidrocarburos como agua, dióxido de carbono, azufre e inclusive, helio. La diversidad de elementos de hidrocarburos y de otros componentes químicos gaseosos que conforman el gas natural contenido en los yacimientos origina una nomenclatura propia del sector la cual se resume en la figura 1. Esta nomenclatura está asociada con los procesos industriales que se derivan del aprovechamiento económico de las sustancias que están contenidas en el gas natural. Es así que como gas se denomina a la fracción más liviana del gas natural o *gas metano* y cuya explotación económica y regulación son los principales temas de este ensayo. Como GLP, o gases licuados de petróleo, se denomina al gas propano o a las mezclas de éste con gas butano en forma líquida los cuales se comercializan en nuestro país al minoreo, en bombonas o cilindros, o al mayoreo, en gandolas o barcos especializados. Como LGN o Líquidos del Gas Natural se conoce a toda fracción licuable del gas natural más pesada que el gas metano incluyendo no sólo al GLP sino también al *gas etano* (elemento este muypreciado en la industria petroquímica) y a las gasolinas naturales. Asimismo, al gas metano licuado se le denomina GNL⁵ cuando al *gas* o *gas metano* es necesario licuarlo a temperaturas criogénicas para poder transportarlo en barcos dedicados y especializados.

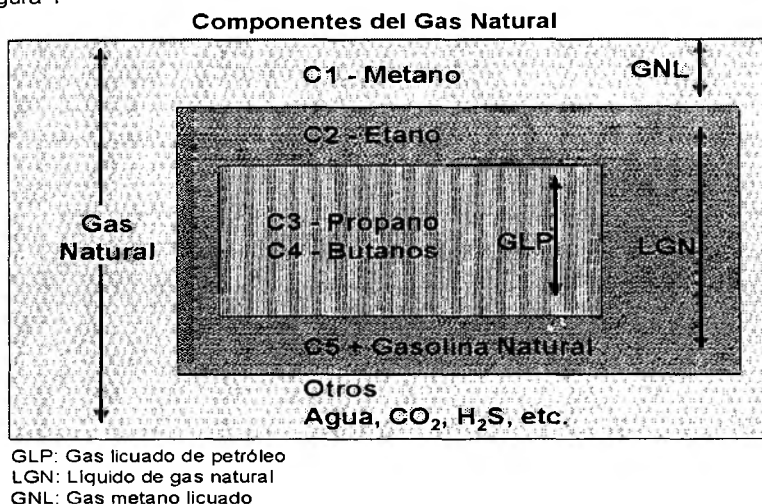
La cadena comercial del gas metano o lo que es conocido como su mercado físico⁶ está incluida dentro de la cadena comercial del gas natural y comparte

⁵ Siglas provenientes de la traducción al castellano del término Liquefied Natural Gas o Gas Natural Licuado.

⁶ Se diferencia en este caso el mercado físico o mercado de efectivo (cash market) del mercado financiero. Este último comprende la cadena de comercialización de contratos y papeles que se tranzan en los mercados "sobre la mesa" y que tienen como producto (commodity) subyacente al gas, también conocido como mercados OTC por sus siglas en

con ésta los segmentos de exploración y producción donde incurren en costos conjuntos tanto los productos que se derivan del gas natural como el petróleo crudo, esto último sólo en el caso del gas asociado.

Figura 1



Las actividades de E&P o también conocidas como el “aguas arriba”⁷ incluyen la adquisición y el procesamiento de información geológica, la perforación de pozos exploratorios de avanzada y su reacondicionamiento, la recolección, la separación física del gas y el petróleo en caso de que sea gas asociado, el tratamiento donde se separan en procesos fisicoquímicos los componentes inertes como el agua y el dióxido de carbono y el acondicionamiento a los estándares de calidad del mercado, proceso este donde se le extraen los componentes licuables (LGN) para dejar sólo el gas metano casi como componente único de la mezcla gaseosa.

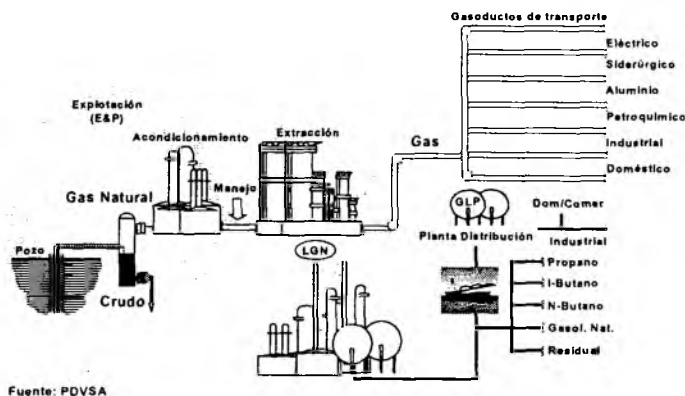
inglés y que incluyen a los mercados de contado (spot), inmediato (forward) y de futuros (future). Estos mercados financieros de gas sólo existen en la actualidad en EE.UU. y el Reino Unido.

⁷ Normalmente la actividad de acondicionamiento comprende el procesamiento criogénico y se incluye dentro de las actividades consideradas como aguas arriba. PDVSA incluye dentro del aguas arriba solamente el acondicionamiento hasta el punto de rocío (temperatura mínima donde se asegura que durante la fase de transporte no ocurrirán condensaciones de hidrocarburos).

as actividades del “aguas abajo” incluyen el transporte por gasoductos, el almacenamiento económico⁸, la distribución local en redes, la comercialización y el corretaje. El hecho de que sea factible el almacenamiento económico en la cadena del gas lo diferencia de otros servicios públicos que, como la electricidad, requieren de la sincronía entre la producción y el consumo.

Figura 2

Cadena física del gas natural



En la figura 2 se muestra esquemáticamente la cadena comercial del gas natural. Los procesos industriales o de *refinación del gas natural* como son los asociados con los procesos de LGN y GLP, o de transformación física como el GNL se realizan para direccionar mercados muy particulares con características distintas. El proceso de LGN da lugar a la separación física de cada uno de los componentes químicos más pesados que el *gas metano*, los cuales se comercializan por separado, bien sea como materia prima para otros procesos industriales como el petroquímico (etano, propano y butano), para ser utilizados dentro de los procesos de refinación de petróleo como las gasolinas naturales o para ser utilizados como energía primaria en procesos de combustión para calentamiento u otros fines. Estos productos derivados del gas natural, a excepción del gas etano⁹, una vez separados físicamente pasan a formar parte de cadenas

⁸ Se diferencia el almacenamiento económico del almacenamiento en el que se incurre para mantener la presión de los yacimientos de crudo con el objetivo de recuperar mayor cantidad de éste del subsuelo.

⁹ El gas etano es de características similares al gas o gas metano en cuanto a sus características físicas y químicas que lo hacen difícil de manejar a temperaturas y presiones

comerciales que los valoran, en un mercado caracterizado por ser fluidos y “comoditizados”, con precios que se establecen de acuerdo con la libre oferta y demanda y referenciados a un centro de proceso estándar para cada mercado en forma similar a lo que ocurre con el mercado de petróleo crudo.

El caso de *gas metano* (que de aquí en adelante denominaremos simplemente gas) es totalmente distinto como actividad económica a los otros derivados del gas natural. El gas, a diferencia de los otros derivados del gas natural, no es valorado como producto¹⁰ por un mecanismo fluido de mercado (a excepción de los mercados de gas de EE.UU. y el Reino Unido) dadas las imperfecciones que, tal y como se mencionó con anterioridad, están presentes en su cadena de comercialización. Sin embargo, a través del diseño de un conjunto de políticas públicas coherentes entre sí, en que se incluya la regulación, es posible lograr la evolución hacia estados más fluidos de mercado y hacia niveles de mayor contestabilidad en éstos.

Siguiendo el modelo de E. Mason y Bain de Harvard citados por E. Alvarez (1997), para situar la regulación del sector gas, resultan importantes no sólo las características que describen el mercado físico sino también las características o *condiciones de base* que en un determinado momento en el tiempo limitan la *estructura* que define los mercados del sector y que a su vez tiene influencia en la *conducta* de los agentes y en los *resultados de la gestión* de los mismos. La regulación, variable exógena a los mercados, direcciona las variables de estructura y conducta con el fin de limitar el ejercicio del poder de mercado en perjuicio de la eficiencia económica.

Entre las *condiciones de base* por el lado de la oferta (producción) se incluyen los siguientes:

que no impliquen inversiones de capital cuantiosas, muchas de ellas consideradas como *costos hundidos*. Sin embargo, las economías del gas etano están íntimamente relacionadas con prácticamente un sólo sector: el petroquímico, que hace uso de él casi siempre muy cerca del lugar mismo de producción como materia prima en la cadena de las olefinas para la producción de polietilenos de alta y baja densidad. El gas metano, en cambio, es utilizado no sólo como materia prima por la industria petroquímica, siderúrgica y del aluminio sino también como combustible primario por otras industrias y procesos industriales entre los que destaca el sector eléctrico.

¹⁰ Se diferencia el valor del gas como producto químico (cuyo precio se forma por la competencia entre distintas fuentes de producción en un centro de acopio al cual concurren éstas en competencia por un mercado limitado o por la puja entre distintos consumidores que compiten entre sí por el recurso escaso con base en el cálculo “net back” a ese centro de acopio) del valor de este mismo gas en el punto de entrega al consumidor final que incluye el agregado de los servicios de T&D.

1. Los modos de propiedad y localización de las materias primas

En el caso del gas nos encontramos con dos materias primas distintas: una tangible, las moléculas de gas y otra no tanto, la capacidad de gasoductos.

A la propiedad del gas y de los gasoductos en Venezuela se les ha dado hasta el presente el mismo tratamiento legal que al de los hidrocarburos en general, reservándose el Estado, por razones estratégicas, el ejercicio de las actividades de su cadena comercial. En consecuencia, se ha decretado legalmente un monopolio integrado verticalmente desde la E&P hasta la comercialización al consumidor final, que ejerce la estatal PDVSA a través de su filial PDVSA GAS.

Con el proceso de *apertura* llevado a cabo por PDVSA en los contratos de riesgo compartido, se ha hecho posible (aun cuando no ha habido resultados tangibles todavía) la propiedad del recurso por agentes distintos a PDVSA. Estas modalidades de propiedad han sufrido un vuelco importante con la promulgación de la *Ley Orgánica de los Hidrocarburos Gaseosos* publicada en Gaceta el pasado mes de septiembre de 1999, lo cual se comentará más adelante. El gas se acumula en yacimientos subterráneos en regiones geológicas conocidas como "cuencas sedimentarias de hidrocarburos" y puede existir en ellas en forma aislada o mezclado con el petróleo¹¹.

El gas existe prolíficamente en la cuenca oriental, donde existen a su vez, numerosos campos productores de gas asociado y en la cuenca del Lago de Maracaibo, la cual, si bien aporta un importante volumen de gas a la producción nacional, ha venido declinando paralelamente con la producción de crudo de esa cuenca, siendo en la actualidad, estos volúmenes insuficientes para atender la demanda de esa región.

La localización del gas en estas cuencas ha originado dos centros de acopio en los cuales convergen los distintos campos productores: el Centro de Acopio de Anaco (CAA) y el Centro de Acopio de la Costa Oriental de Lago (CACOL).

¹¹ Según G. Salas (1969) en Venezuela existen tres cuencas sedimentarias de hidrocarburos: la cuenca oriental que comprende los estados Guárico, Anzoátegui, Delta Amacuro y Monagas, así como la plataforma continental de éstos, incluida la del estado Sucre; la cuenca del lago de Maracaibo que incluye los estados Zulia y Falcón, así como la plataforma continental que éstos generan y la cuenca de los llanos occidentales que incluye los estados Barinas, Apure y Portuguesa.

En estos centros de acopio existe la estructura para la formación de precios del gas¹² por competencia entre los diferentes campos productores en el caso del CAA al ser la oferta mayor que la demanda y por competencia entre los diversos consumidores, en el caso del CACOL, al ser la oferta insuficiente para atender la demanda en el largo plazo. Esta diferenciación se origina por el hecho de no estar los sistemas de gasoductos oriental y occidental interconectados, por lo cual, en la actualidad coexisten de hecho dos mercados regionalizados.

En el caso de los gasoductos, éstos son todos operados y propiedad de PDVSA sin posibilidad de acceso abierto, por lo que, en la actualidad, el mercado de capacidad de gasoductos es inexistente en el país.

2. Naturaleza de la tecnología predominante

Los aspectos tecnológicos en la cadena comercial del gas se pueden dividir en los asociados con las actividades del aguas arriba (más relacionados con las tecnologías de extracción de hidrocarburos similares a las que se aplican en la E&P del petróleo) y los asociados con las actividades aguas abajo, donde predominan las economías de escala, subaditividad en costos, costos hundidos de capital y economías estrechas que son muy dependientes de la confiabilidad y disponibilidad intrínseca de la tecnología utilizada.

Por el lado aguas arriba, los avances tecnológicos asociados con la adquisición de datos geológicos y geofísicos y tratamiento de la información exploratoria han permitido importantes avances en la reducción de los costos de descubrimiento tanto costa afuera como en tierra firme, lo cual ha mejorado la prospectividad de algunas cuencas geológicas ya maduras (como la de Maracaibo) a la vez que ha mejorado considerablemente las economías de nuevas reservas de gas existentes en cuencas consideradas como muy riesgosas en el pasado. Asimismo, los costos asociados con el desarrollo de los campos y la infraestructura de producción de superficie¹³ es una función creciente del número de pozos a perforar y el volumen de producción, pero a la vez es una función decreciente de la productividad de los pozos y de la calidad del gas siendo todas estas variables, excepto la última, muy sensibles a los avances en tecnología.

¹² Aun cuando no existe un mercado de gas como tal en Venezuela, el Ministerio de Energía y Minas ha adoptado la metodología de valorización por simulación de mercados perfectos conocida como "*Costo Marginal de Desarrollo a Largo Plazo*".

¹³ Dentro de los costos de desarrollo y producción se incluyen la perforación de pozos, la preparación de los campos de producción y la infraestructura de recolección, compresión, separación y extracción de componentes inertes y LGN.

Por el lado aguas abajo, tanto la transmisión como la distribución de gas en tuberías son actividades cuyos costos de capital son de naturaleza hundida y subaditivos en costos con importantes economías de escala (características distinguen a los monopolios naturales).

El progreso ocurrido en las últimas dos décadas en materia de tecnología de la información ha hecho posible el aprovechamiento de las economías de coordinación¹⁴ en los sistemas de gasoductos a través del diseño de instrumentos de regulación que hacen uso intensivo de los adelantos en materia de recolección y distribución de información en tiempo real como el Internet y han permitido en países como EE.UU. el funcionamiento de mercados primarios y secundarios de capacidad de gasoductos. Asimismo, en la distribución local de gas se han reducido considerablemente los costos de operación de las redes de gasoductos mediante la utilización de sistemas de ubicación geográfica satelital (GPS por sus siglas en inglés) que permiten la detección y atención óptima de las fallas con mínimos costos de labor.

La elasticidad de sustitución del gas por otros combustibles primarios como el GLP y la hidroelectricidad es función, además del precio, tanto de la distribución geográfica de las fuentes de suministro de gas en relación con las de hidroelectricidad como del grado de desarrollo de la infraestructura de T&D, factores muy sensibles en sus economías a los desarrollos en tecnología.

3. Fuerza de la sindicalización en el trabajo

La estructura sindical en el sector gas, así como el poder de este grupo de interés, ha sido heredada y extrapolada del sector petrolero dado el tratamiento sin distingo que la legislación venezolana le dio a estos sectores hasta 1999. El sindicato petrolero ha sido un sector con gran influencia en el desarrollo de las políticas públicas en materia de gas y petróleo. Actualmente, la legislación, aún vigente en la materia, otorga a los sindicatos la discrecionalidad de aportar el 80% de la fuerza laboral no especializada además de otras prebendas consagradas en los distintos contratos colectivos que desde la década de los cuarenta les ha dado una estructura de costos muy rígida al sector. Esa rigidez la ha podido absorber el petróleo gracias a los elevados márgenes asociados con la

¹⁴ En los gasoductos de transmisión la capacidad económica puede ser mayor que la capacidad física de los mismos. Estas economías ha sido posible aprovecharlas en beneficio de los consumidores gracias a los avances en el manejo de la información de oferta y demanda de capacidad ex ante a la nominación física de los volúmenes de entrada y salida de un sistema de gasoductos para un día determinado.

explotación y comercialización de crudo. Para el gas, sin embargo, esa estructura de costos resulta cuesta arriba para el desarrollo de su infraestructura dado lo estrecho de las economías que distinguen al sector.

4. Tiempo de desarrollo de la infraestructura de gas

A diferencia del crudo, donde esquemas de producción temprana pueden apalancar las economías de los proyectos de su cadena, en el gas se requiere del desembolso de grandes cantidades de capital antes de que el primer pie cúbico llegue al mercado.

En los proyectos que requieren sólo el desarrollo de gasoductos para direccionar el mercado, el tiempo desde el descubrimiento hasta la operación comercial de la cadena, que puede ser de entre 1 y 5 años dependiendo de factores como la cercanía del mercado a la fuente, la topografía del terreno, la permisiología asociada, la estructura regulatoria y el acceso a fuentes de financiamiento.

En el caso de los proyectos que requieren la licuefacción del gas para su transporte (proyectos de GNL), el tiempo es mucho mayor estando actualmente entre 5 a 7 años, dependiendo de factores como la escala, la tecnología de licuefacción escogida; la disponibilidad de barcos metaneros de segunda mano; la distribución de los riesgos entre los agentes; el grado de compromiso del gobierno del país productor con el proyecto y de participación de los agentes del mercado en el mismo; el grado de flexibilidad del régimen fiscal del país exportador y el contenido de LGN por unidad de volumen en el gas.

Del lado de la demanda se incluyen entre las *condiciones de base* los siguientes factores:

1. Elasticidad en relación con el precio

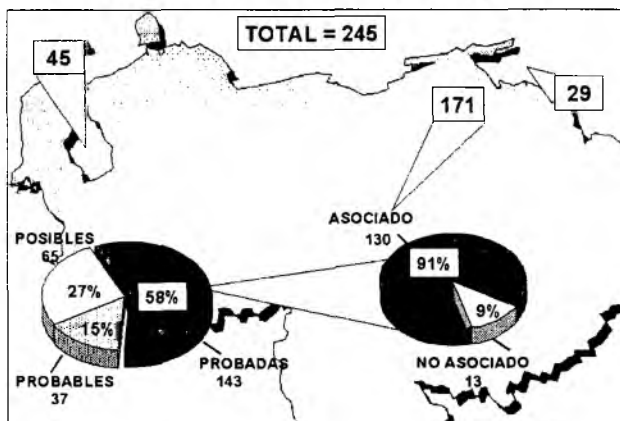
La elasticidad de la demanda de gas en relación con los cambios de precio debe diferenciarse en función de la estructura de los mercados que prevalece hoy en día en el sector. Por un lado, están los mercados fluidos, donde es observable un precio de gas que se mueve en función de los intercambios minuto a minuto entre la oferta y la demanda y se hacen presentes patrones de consumo que son función de los cambios de las estaciones climatológicas y donde tal como lo refiere F. Sturm (1997), la elasticidad de los consumidores es menos sensitiva a los cambios en precio que a las fluctuaciones de la producción. Lo anterior es válido tanto para los incrementos como para las disminuciones de

precio, pero mucho más evidente cuando los precios disminuyen, pues en estos mercados, y ante las peculiaridades asociadas con el consumo de gas, es típico que los consumidores no corran a buscar posiciones de compra ante una baja de los precios; en cambio del lado de la oferta, si los precios bajan por debajo de una cierta frontera (que es función de la estructura de costos de una determinada región productora), es común observar cómo, en cuestión de horas, salen fuera de producción miles de pozos conectados a los sistemas de recolección.

Por otro lado, en mercados poco desarrollados como el venezolano por ejemplo, la elasticidad de la demanda en relación con el precio depende mucho de las estructuras contractuales, la concentración de poder monopsonico y monopolico, las condiciones estructurales de los procesos en los consumidores que limitan sus grados de libertad para la escogencia de un combustible sustituto y el grado de desarrollo de la infraestructura de estos sustitutos del gas como la hidroelectricidad, el GLP y el gasoil. En Venezuela, las estructuras contractuales existentes reflejan en muchos casos la visión miope en relación con el gas que tuvo en el pasado la industria petrolera (que hasta mediados de la década de los noventa consideró al gas como un subproducto "problemático") lo cual le permitió a los consumidores la acumulación de poder monopsonico en contratos de largo plazo de empresas del Estado en los sectores eléctrico, petroquímico, siderúrgico y aluminio (que en conjunto consumen más del 70% del gas que se utiliza fuera de la industria petrolera), como lo es por ejemplo, la inexistencia de cláusulas de compra obligatoria (take or pay) en buena parte de los mismos. Asimismo, y dada a su vez la escasa disposición a la toma de riesgo y miopía de planificación que caracterizó a la industria petrolera en materia de gas en el pasado, se desarrolló una infraestructura de generación termoeléctrica con base en combustibles líquidos de hidrocarburos, en un país como el nuestro con 146 billones métricos de pies cúbicos de gas de reservas probadas (figura 3). Todos estos factores que han estado muy influenciados por las políticas públicas en materia de energía y por factores de conducta de las empresas del Estado, han conformado una estructura muy inelástica de la demanda en relación con el precio.

Figura 3

Base de Recursos Gas Natural / 1999 (BPC)



Fuente: PDVSA GAS

2. Elasticidad cruzada y demanda de bienes sustitutos

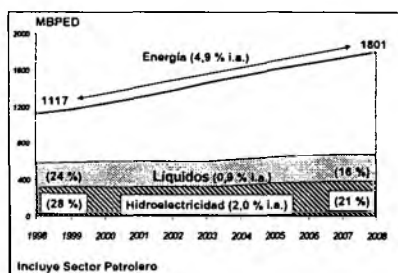
En los mercados desarrollados de gas, la elasticidad cruzada de los energéticos sustitutos del gas tiene en la cota inferior de precios a combustibles como el carbón y la orimulsion, y en la cota superior al gasóleo para calefacción (heating oil). Esta elasticidad cruzada se presenta en el momento de decisión para proyectos nuevos en el caso de la sustitución de gas por carbón u orimulsion, dado que después de tomada aquélla, los costos de conversión son muy altos. En el caso de la sustitución de gas por gasóleo para calefacción, ésta se presenta durante el proceso de producción – consumo dada la flexibilidad de los consumidores para poder cambiar, a bajo costo, entre opciones diferentes de energía primaria. La demanda de los combustibles sustitutos en estos mercados está fuertemente influenciada por los balances de energía primaria regionales, que a su vez son función de las expectativas de desarrollo económico y sobre todo, de las expectativas de evolución de los precios del crudo que determinan, a su vez, los precios de los sustitutos y las expectativas de demanda de estos bienes. Es importante destacar el cambio estructural que está ocurriendo en los sectores eléctricos y de gas impulsados por la progresiva desregulación simétrica en ambos sectores, el avance en tecnologías de generación eléctrica y la cobertura de las redes de T&D de gas y electricidad, lo que ha hecho posible la factibilidad económica de esquemas de generación – distribución local. Estos cambios estructurales tendrán gran influencia en el comportamiento futuro de demanda tanto del gas como de los sustitutos de éste.

En el caso de Venezuela, la elasticidad de sustitución del gas por otras energías está influenciada por los factores históricos que ya se reseñaron en el punto anterior. El grado de sustitución depende mucho de las asimetrías regulatorias presentes donde, por ejemplo, en época de alta pluviosidad y dada la estructura contractual presente se hace factible (y de hecho se ha presentado) la sustitución de gas por hidroelectricidad sin aviso y sin protesto afectando la demanda de gas hasta en 200 (miles de pies cúbicos diarios) MMPCD (diciembre – enero 1999). Asimismo, y en lo atinente al GLP, la sustitución está asociada al desarrollo de la infraestructura de transmisión y sobre todo de distribución de gas la cual depende a su vez del desarrollo coherente de las políticas públicas en materia de energía que faciliten holísticamente el desarrollo de la misma. En Venezuela sólo existen 4 ciudades con sistemas locales de distribución de gas: Caracas y su área metropolitana, Maracaibo, Puerto la Cruz y El Tigre, a diferencia de países como Colombia que con la estructuración de su política pública en materia de servicios públicos ha logrado que más de 100 ciudades y pueblos cuenten hoy día con redes de distribución.

El 80% de las familias en Venezuela utilizan el GLP en bombonas como combustible de calentamiento y cocción y apenas 20% tiene acceso a las redes de gas, por lo que existen grandes potenciales de sustitución de GLP por gas, lo cual dependerá de la implantación de políticas adecuadas en el sector.

Figura 4

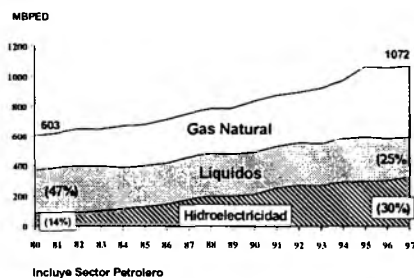
Proyección de la Matriz de Energía Primaria de Venezuela



Fuente: PDVSA GAS

Figura 4A

Evolución Histórica Matriz Energética de Venezuela



Fuente: PDVSA GAS

3. Variabilidad de la demanda en el tiempo

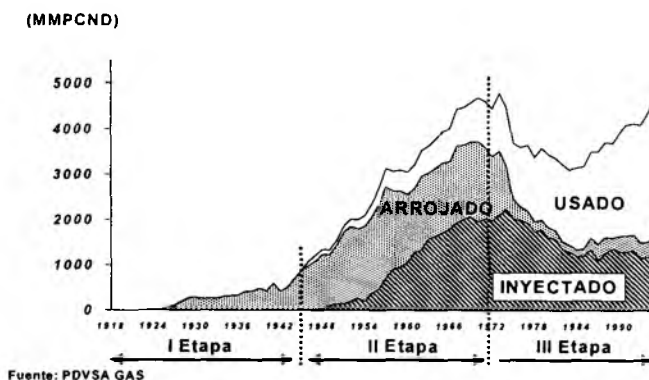
La demanda de energía en Venezuela, tal y como se muestra en la figura 4 se estima que crecerá en un promedio del 4.9 % anual, estimándose que la sustitución de combustibles líquidos por gas estará aproximadamente en 400 mil

barriles de petróleo equivalente por día.¹⁵ La variabilidad de la demanda de gas a través del tiempo ha estado influenciada más por las políticas públicas que se han implantado en Venezuela en materia de energía, y por el peso específico que dentro de éstas se le ha dado al crudo en detrimento del gas, que por factores de mercado.

Tal y como se observa en la figura 5, a raíz de ser promulgada la Ley de Hidrocarburos en 1943 y emitido el posterior ordenamiento sobre "conservación y utilización del gas" en 1945, las compañías transnacionales comenzaron a establecer políticas internas de racionalización de los volúmenes de gas arrojados a la atmósfera, lo cual mejoró sensiblemente el factor de utilización del recurso. Sin embargo, no fue sino hasta principios de la década de los 70 con la introducción de la Ley de Gas con el objetivo específico de defender y conservar el recurso y promover su industrialización y con la política seguida por el Estado de financiar con recursos propios el desarrollo de la infraestructura de T&D, que volúmenes importantes del gas que se arrojaban a la atmósfera comenzaron a ser utilizados intensamente en los sectores siderúrgico, eléctrico y de aluminio, lo cual, a su vez, dio lugar a la distribución de gas por redes en ciudades como Caracas y Puerto la Cruz. A partir de la nacionalización de la industria petrolera en 1975 se incrementó la capacidad de transmisión y distribución de las redes existentes, más por atender las necesidades de manejo del gas que venía asociado al crudo, que por una política coherentemente estructurada en materia de gas, lo cual limitó sensiblemente el desarrollo del sector.

Figura 5

Producción Histórica de Gas en Venezuela



¹⁵ Fuente: PDVSA GAS

4. Características cíclicas y estacionales

El consumo de gas natural y los patrones de utilización de la capacidad de gasoductos están fuertemente influenciados por las variaciones estacionales, sobre todo en los países donde ocurren las cuatro estaciones climatológicas. Estos patrones de consumo y de utilización de la capacidad dan lugar a la estructuración de cestas de servicios de diferente costo, como por ejemplo los servicios de suministro de gas y de capacidad de gasoductos firme e interrumpible, de suministro y capacidad firme con garantía en época de invierno, de estacionamiento del gas¹⁶ y de triangulación de entregas y despachos entre otros.

En Venezuela, aun cuando no existen las diferencias climatológicas de los países nórdicos y del extremo sur, existen sin embargo patrones de consumo que se pueden diferenciar, como por ejemplo, el servicio nocturno y diurno, el de fin de semana y el de temporada vacacional. En la actualidad, este tipo de diferenciación, aunque limitada, existe en el sistema de gasoductos que atiende la demanda localizada en el eje centro – norte del país cuyo punto de suministro principal proviene de los campos de producción localizados alrededor de la ciudad de Anaco (ver figura 6).

Figura 6



¹⁶ El servicio de estacionamiento de gas o "gas parking" surge a raíz del desarrollo del almacenamiento económico de gas como actividad económica no regulada y sujeta a competencia, hecha posible por la optimización de la tecnología de almacenamiento criogénico y de manejo de información en tiempo real que ha permitido, a su vez, a los comercializadores y productores el acceder al almacenamiento mediante el pago de una tarifa cuando no les es posible balancear su cartera de entregas y despachos, y a los operadores de los sistemas de gasoductos cuando, por razones de integridad de los mismos, tienen que balancear las presiones y flujos en las tuberías mediante el drenaje o el almacenamiento externo de gas.

Estructura

Siguiendo el modelo descriptivo de E. Mason citado por A. Pelegry (1997), entre las variables de estructura que determinan el grado de rivalidad y contestabilidad del sector se encuentran *el grado de atomización de la demanda y la oferta*, que determina a su vez el nivel y la concentración del poder negociador entre los agentes, *el grado de diferenciación de los productos y servicios* del sector que determina a su vez el grado de diferenciación sostenible de sus precios, *las barreras de entrada* directamente relacionadas con la contestabilidad del mercado, *la estructura y naturaleza de los costos*, *el grado de integración vertical y de diversificación* presentes. Aplicando este modelo descriptivo al sector gas se tiene que su estructura es la siguiente:

1. Grado de atomización de la demanda y la oferta

La actividad de producir gas en Venezuela es ejecutada monopólicamente por PDVSA a través de su filial PDVSA GAS o en su nombre a través de privados que poseen contratos de servicio en áreas productoras de gas.

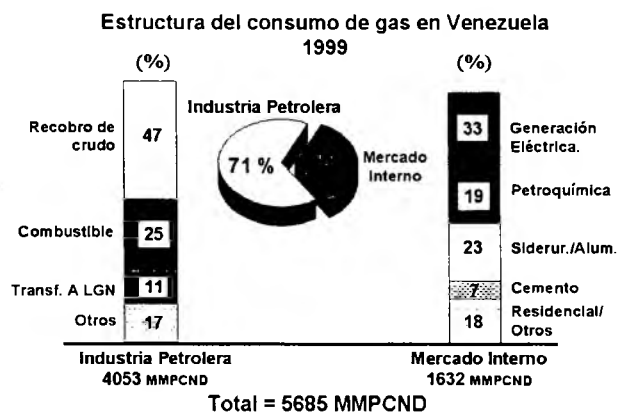
Con la apertura del sector petrolero, llevada a cabo a finales de la década de los noventa, agentes distintos a PDVSA que mantienen con ésta contratos de riesgo compartido, tienen la libertad de disponer (brindando la opción a PDVSA de participar como socio y, de acuerdo con su costo de oportunidad) de los volúmenes de hidrocarburos que sean comercialmente explotables, incluido el gas natural y sus derivados. Entre estos últimos se incluye el convenio de asociación conocido como el proyecto "Cristóbal Colón" para exportar gas vía GNL, que fue recientemente cancelado con el objeto de replantear su desarrollo.

Aun cuando no ha habido ningún descubrimiento importante de gas por vía de estas asociaciones, todavía sigue en curso la campaña exploratoria que, de descubrir gas, podría introducir los primeros elementos de competencia entre agentes productores distintos. La nueva legislación en materia de gas, promulgada a finales de 1999, introduce una nueva perspectiva en materia de desagregación de los modos de propiedad ya que permite la exploración y la producción de campos de gas no asociado por parte de agentes distintos a PDVSA.

Del lado de la demanda en Venezuela (ver figura 7) se produjo en 1999 un promedio de 5,7 millardos de pies cúbicos por día de gas natural, de los cuales

4,0 millardos fueron utilizados por la propia industria petrolera en sus instalaciones del aguas arriba y 1,6 millardos fueron utilizados para atender la demanda del mercado interno incluida en ésta el consumo de la propia industria petrolera en el aguas abajo. La demanda de gas se concentra en los sectores eléctrico, siderúrgico, petrolero y de aluminio, donde la participación de empresas del Estado es preponderante.

Figura 7



Fuente: PDVSA GAS

2. Grado de diferenciación de los productos y servicios

El gas como producto energético es muy poco diferenciable si se determinan ex ante sus condiciones de entrega al mercado de mayoristas. Estas condiciones de entrega incluyen especificaciones precisas de poder calorífico por unidad de volumen, contenido máximo de contaminantes como agua, dióxido de carbono, azufre e inertes, máximo contenido de hidrocarburos más pesados que el gas metano y nivel de presión. La diferenciación posible en los contratos de gas viene dada por la elasticidad en el patrón de consumo del lado de los consumidores, generándose así contrataciones por suministros con garantía de no interrupción (contrato firme) y sin garantía de interrupción (contrato interrumpible) siendo éstos diferenciables a su vez en función del patrón de consumo específicamente en lo referente a si la garantía de no interrupción es fija (todos los días del año) o flexible (sólo interrumpible en momentos específicos). Esta diferenciación en función de la elasticidad del consumo origina, en los servicios de capacidad de gasoductos, una diferenciación simétrica con contratos firmes e interrumpibles. Asimismo, y en adición a esta diferenciación, los servicios de capacidad de gasoductos pueden diferenciarse en función del suministro de

servicios especializados como los de triangulación de entregas, interrupción con notificación o sin ella, manejo de nominaciones de capacidad ante el Despacho Económico, corretaje en el mercado secundario, etc. El servicio de distribución local de gas a diferencia del servicio de capacidad de gasoductos, es diferenciable sólo en lo referente a los servicios colaterales que se suministran normalmente con la entrega física del gas en el quemador o reactor del consumidor. Generalmente, estos servicios son no regulados y proveen a la compañía de servicio de distribución un atractivo económico adicional.

Resulta común para empresas especializadas en el ramo incluir en su menú de servicios el mantenimiento de los equipos domésticos e industriales que utilizan gas, la asesoría en materia de mejoramiento de la eficiencia de combustión, la manufactura, venta y comercialización de equipos de línea blanca con base en gas, etc. Además del atractivo económico que pudiese tener los mencionados servicios para una empresa local de distribución de gas (ELD) le sirven también como instrumento estratégico para la optimización de los patrones de utilización de la capacidad de distribución.

En Venezuela, dada la estructura monopólica con la cual se ha explotado el sector, son casi inexistentes todas estas estructuras tanto en los servicios de transmisión y distribución como en el de producción – suministro de gas.

3. Barreras de entrada

Aparte de las barreras de entrada propias de los monopolios naturales que caracterizan a los servicios de transmisión y distribución, en Venezuela del lado de la producción – suministro, existen barreras legales que impiden el acceso a las actividades de E&P de gas asociado que constituyen la gran mayoría de las reservas probadas ya descubiertas y de relativo bajo costo en comparación con las reservas probadas de gas no asociado. Reservas estas cuya exploración y producción han sido abierta recientemente, como actividades económicas, a la explotación por agentes privados.

La posición dominante que durante mucho tiempo tendrá PDVSA en la cadena debido a sus ingentes reservas de gas asociado deberá direccionarse adecuadamente con instrumentos regulatorios que faciliten la contestabilidad de los potenciales mercados al mayor de producto gas y al mayor y al menor de capacidad de gasoductos.

La falta de claridad regulatoria, en especial el grado de autarquía que se le asigne al Ente Regulador y poder de mercado en manos del incumbente, constituye una barrera importante sobre todo para los agentes financieros que apor-

tan su capital a este tipo de negocio de rentabilidades reguladas, bajo la premisa de que los riesgos de intervención en las tarifas y ocupación de la capacidad de los gasoductos estarán transparentemente mitigados.

4. Estructura y naturaleza de los costos

Aparte de lo que ya se ha descrito como características de los costos que distinguen las actividades de la cadena del gas en los apartes de tecnología y fuerza de la sindicalización en el trabajo, es importante destacar las características actuales de los mismos en lo que se refiere a las estructuras heredadas del petróleo y extrapoladas al sector gas lo cual impone una pesada carga a los costos de E&P, tales como mantenimiento de campamentos, comisariatos e inclusive, tal como lo referencia Gaffney (1999) en costos de perforación muy por encima de los considerados óptimos para campos productores de similar estructura a los existentes en el oriente del país.

5. Grado de integración vertical y diversificación

Tradicionalmente y hasta bien entrada la década de los 80 la cadena del gas fue explotada por monopolios integrados, donde la función mercantil se confundía con la función de transporte. Con la introducción de instrumentos regulatorios que obligan al acceso abierto en los gasoductos y los avances tecnológicos que han hecho posible la instrumentación del despacho económico de gas donde, por competencia de gas con gas o consumidor con consumidor, se forman los precios al mayor del producto, se ha facilitado la separación de las actividades monopólicas por naturaleza como la transmisión y distribución de las no monopólicas como la exploración, la producción y la comercialización, lo cual a su vez hace posible la separación de la función mercantil (producción – venta de gas) de la de transporte (explotación de la capacidad de gasoductos).

Actualmente, en Venezuela la cadena de gas es explotada por PDVSA en forma monopólica e integrada verticalmente desde la producción hasta la comercialización, con la excepción de parte de la actividad de distribución local de gas que se encuentra en manos privadas¹⁷.

¹⁷ La distribución local en la ciudad de Puerto la Cruz, El Tigre y una pequeña porción de la ciudad de Caracas (menos del 1% del mercado) es explotada por agentes privados.

La diversificación de los servicios en firme e interrumpible, y la integración de los servicios locales de distribución con otras cadenas complementarias están prácticamente ausentes de las políticas actuales del monopolio estatal.

EVOLUCIÓN DEL MARCO INSTITUCIONAL Y REGULATORIO DEL SECTOR Y EVALUACIÓN DE LA EXPERIENCIA

En la primera etapa de la producción de gas en Venezuela, 1918–1945, el recurso era arrojado a la atmósfera o quemado en los mechurrios, ya que no existía incentivo económico ni motivación estratégica del Estado que obligara a su conservación o utilización comercial.

En 1943 se da el primer paso legislativo orientado hacia la conservación del gas con la promulgación de la Ley de Hidrocarburos. El impacto de la mencionada ley no se hace sentir sino a partir de 1945, cuando se establece la reglamentación de la Ley del 43 y se fijan las medidas punitivas que obligaron a las transnacionales a desarrollar esquemas de utilización del gas asociado.

La Ley del 43, si bien incentivó la utilización de gas dentro de la propia industria petrolera y desarrolló tímidamente un mercado interno de gas, no logró el objetivo deseado de racionalizar los volúmenes de gas arrojados a la atmósfera, los cuales seguían siendo un porcentaje elevado de la producción para comienzos de la década de los 70 (ver figura 5). Esta condición motivó la siguiente acción legislativa con la cual comienza el tercer período histórico en la regulación del sector gas en Venezuela.

En 1971 se sanciona la “Ley que Reserva al Estado la Industria del Gas Natural”, comúnmente conocida como la Ley de Gas del 71.

El espíritu, propósito y razón que motivó a los legisladores a sancionar esta ley, se inspiró en la implantación de una estrategia de desarrollo industrial del país sustentado en el gas natural y teniendo como prioridad el control sobre el desperdicio de una riqueza natural no renovable que había caracterizado al sector a pesar de los antecedentes legislativos en la materia. La Ley de Gas del 71 menciona entre sus objetivos la defensa y conservación del recurso, y establece una política de industrialización y un sistema de control del gas arrojado con el fin de limitarlo a volúmenes justificables sólo por razones operacionales de fuerza mayor, control éste a ser ejercido por el Ministerio de Energía y Minas, como institución gubernamental custodio del interés público en materia energética.

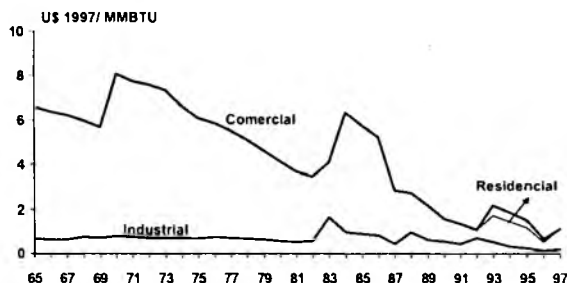
Esta tercera etapa histórica en la regulación del sector gas se caracterizó por un intenso crecimiento del mercado interno, específicamente en la zona de Guayana donde, desde finales de la década de los 60 y comienzos de los 70, se desarrolló una febril actividad industrial basada en el aluminio y el hierro, ambas de alta intensidad energética. Este crecimiento del mercado interno se realizó en sincronía con la finalización de proyectos de recuperación secundaria de crudo con base en gas que se habían iniciado durante los 50 y 60.

Durante este tercer período ocurre la nacionalización de la industria petrolera venezolana y se promulga la "Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y Comercio de los Hidrocarburos" conocida como Ley Lorech, y se desarrolla con recursos del Estado la red de gasoductos existentes actualmente (ver figura 6).

En la historia de la regulación del sector gas en Venezuela se evidencia un notable impacto de las acciones legislativas en la intensidad del uso del gas natural en la nación y en el consecuente apalancamiento de su desarrollo industrial con base en el gas como elemento de energía primaria. Sin embargo, se debe considerar que tales acciones legislativas correspondieron a épocas donde el gas era un bien muy poco transable en el ámbito internacional; con un valor en el país muy bajo con relación a los costos incurridos en el desarrollo y la operación de la infraestructura requerida para transportar el energético a los mercados (ver figura 8); e inexorablemente asociado con la explotación del crudo, por lo que fue necesaria una estrategia de Estado orientada hacia la máxima utilización del recurso para evitar su desperdicio, apalancar la industrialización del país y promover su utilización en el mercado interno.

Figura 8

Evolución de los precios del gas en Venezuela



Fuente: PDVSA GAS

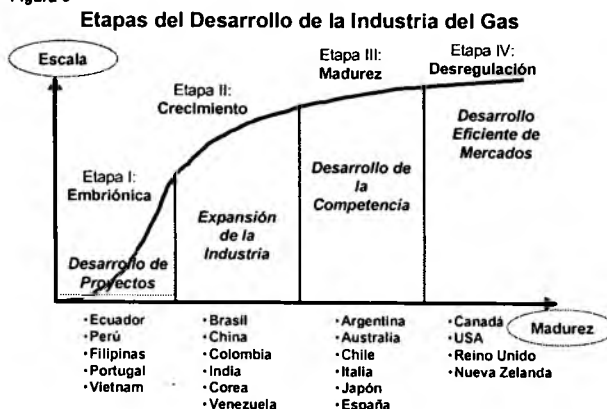
Esta estrategia de Estado estuvo también orientada hacia la maximización de la sustitución de líquidos combustibles de alto valor comercial en la matriz de energía primaria de la nación lo cual se refleja en el hecho de que en los últimos 17 años el gas ha desplazado un equivalente de 100 mil barriles por día de líquidos combustibles de hidrocarburos en el mercado interno.

No había habido hasta la promulgación de la Ley Orgánica de los Hidrocarburos Gaseosos, en la historia de la regulación del sector gas en Venezuela una institución reguladora (aparte del Ministerio de Energía y Minas) creada con fines de direccionar la falla de mercado asociada por un lado, con el monopolio legal de la producción y por otro, con la condición de monopolio natural de los servicios de transporte y distribución.

LAS EXPERIENCIAS Y TENDENCIAS DE CAMBIO EN EL MUNDO

Experiencias

Las experiencias en el mundo en materia regulatoria del sector gas han sido amplias y variadas, siendo Estados Unidos el país que más experiencia ha acumulado al respecto. Sin embargo, es en el Reino Unido donde se han aplicado las técnicas más modernas que, inclusive, han sido copiadas y adaptadas en países como Argentina, México, Nueva Zelanda y Australia. Estos países se encuentran en distintos grados de madurez en lo que se refiere a la desregulación del sector (ver figura 9).

Figura 9

Fuente: Arthur D. Little Energy Discussion Paper

El caso de Estados Unidos resulta interesante pues a través de procesos de prueba y error de distintos instrumentos regulatorios que han durado más de 50 años, se evolucionó desde un sistema de agentes privados donde se regulaban tanto los precios del producto como las tarifas de transmisión y distribución a un sistema de agentes privados donde se logró, valiéndose de la exitosa experiencia inglesa, separar con éxito la función mercantil de la de transporte, lográndose a su vez, la total desregulación de los precios del producto y el diseño de un sistema regulado de transporte y distribución desagregado, con esquemas tarifarios y de acceso abierto a los gasoductos que ha favorecido la comercialización de la capacidad a tal punto que ha sido posible la operación de un mercado secundario (reventa) de capacidad.

Por otra parte, el Reino Unido ha sido la pionero en el establecimiento de instrumentos regulatorios basados en los incentivos y la primera nación en separar totalmente la función mercantil de la de transporte bajo un esquema de propiedad muy particular en el que la transmisión es explotada como actividad por un sólo agente privado, permitiéndose la participación de otros agentes únicamente sobre el crecimiento de la infraestructura existente al momento de la privatización.

México y Argentina, por nombrar dos países latinoamericanos, han adaptado los modelos inglés y estadounidense inicialmente con variantes a sus marcos institucionales y legales. En el primero, se mantiene el monopolio estatal sobre las actividades de E&P y sobre la actividad de transmisión, se separaron jurídicamente los agentes estatales que explotan la actividad y se estableció que la participación de agentes distintos a PEMEX y a PEMEX GAS podrían intervenir en la distribución local, incluyendo la infraestructura existente en manos de PEMEX al momento de la reorganización del sector y en la transmisión, sólo sobre el crecimiento de la infraestructura al momento de la privatización. En Argentina, se siguió un esquema que formó parte de una estrategia de privatización que incluyó no sólo al gas, sino también a los otros sectores de la economía. Se privatizaron separadamente la empresa estatal de hidrocarburos YPF que explota las actividades de E&P y los sistemas de gasoductos que convergen por el norte y por el sur de la ciudad de Buenos Aires y se dividió al país en regiones de distribución local de gas donde fueron licitadas las licencias para la obtención de la franquicia de distribución local.

Las experiencias con los mencionados modelos incluyen tanto fallas de regulación, que han ocasionado distorsiones puntuales considerables en los precios, como aciertos en los objetivos de mejorar la eficiencia y la calidad de los servicios y disminución de los precios en general. La introducción de modificaciones sustantivas en los marcos institucionales y legales, y en los modos de propiedad han logrado el abaratamiento de los costos de energía para el con-

sumidor final y el mejoramiento general de la disponibilidad, calidad y eficiencia del servicio así como también se han mantenido los incentivos para que los agentes exploten a riesgo las actividades no monopólicas y, a garantía de retorno sobre la inversión, las actividades que por naturaleza son monopólicas. Las fallas de regulación han ocasionado precios puntuales en los EE.UU. e Inglaterra que han alcanzado hasta los ochenta dólares por millón de unidades térmicas británicas (80 \$/MMBTU). Sin embargo, la oportuna intervención de los agentes reguladores permitió la pronta corrección y la introducción de mecanismos regulatorios para prevenir la repetición de tales fallas¹⁸.

En Argentina, a pesar de que en su conjunto los precios de gas han bajado 5% en promedio en relación con los precios vigentes antes de la privatización, ha sido dificultosa la promoción de la competencia de gas con gas dado el poder de mercado que aún concentra YPF, al comienzo parcialmente privatizada (49% de participación del Estado) y después privatizada en su totalidad (1999) tal y como lo refiere un informe recientemente desarrollado por la Agencia Internacional de Energía de los EE.UU. y comentado por la revista *Oil&Gas Journal* (1999).

Colombia ha logrado un impresionante desarrollo tanto de la infraestructura de transmisión como de la de distribución local de gas, mediante el diseño de un conjunto coherente de políticas públicas que tienen como base una Ley de Servicios Públicos, pieza legislativa que incluye no sólo al gas sino también a los otros servicios públicos de redes como la electricidad y el agua, e incluye también un ente regulador y un mecanismo de subsidio directo denominado "bolsa de solidaridad", en el que a través de impuestos al mismo sector, se acumulan recursos que son accedidos por los agentes cuando no existe la capacidad de pago que haga factible económicamente el desarrollo de la infraestructura.

¹⁸ En Inglaterra en el invierno de 1997, entre el 16/17 de diciembre los precios alcanzaron durante cinco horas 83 \$/MMBTU desde un precio inicial a la oferta de 2.2 \$/MMBTU debido a una típica acción de balance del operador Transco que exacerbó el balance entre la oferta y la demanda enviando señales falsas de un supuesto déficit en la disponibilidad del producto a los comercializadores de capacidad (cargadores o "shippers"). La investigación del incidente por parte de la institución reguladora (Offgas) concluyó que éste ocurrió tanto por el retardo en la transmisión de información entre el operador y los cargadores como por la ausencia de un mecanismo punitivo que regulase la conducta del operador en lo relativo a la emisión de falsas señales de balance producto de sus acciones de acceso a mecanismos de balanceo operacional. El regulador (Offgas) decidió poco tiempo después separar la función económica de la operativa creando una institución autónoma para el manejo del mercado al mayor (On the day Commodity Market Operator).

Así pues, en Colombia con el mencionado marco institucional y legal, se ha desarrollado por agentes privados la distribución local de gas en más de 100 ciudades y pueblos en apenas 7 años.

Tendencias de cambio en el mundo

Las tendencias de cambio en el mundo en materia de regulación del sector gas han estado fuertemente influenciadas por los adelantos tecnológicos que han hecho factible, en buena parte de la cadena comercial del gas, el diseño de instrumentos regulatorios facilitadores de los objetivos del mecanismo tanto del precio bien energético como de las tarifas de los servicios de transporte.

El desarrollo de la miniaturización de las computadoras, de las comunicaciones vía satélite que se llevó a cabo durante la segunda mitad de la década de los ochenta y que se profundizó durante la década de los 90 con la introducción del Internet, hizo posible la introducción de mecanismos de información en tiempo real sobre precios y posiciones de oferta y demanda, potenciándose considerablemente el objetivo de señalización del mecanismo de precios y tarifas. Asimismo, por estos adelantos en computación, se hizo posible la potenciación de los objetivos de distribución y de incentivo a la producción implícita en tarifas y precios mediante la introducción de mecanismos nominatorios ex ante y de balanceo ex post del intercambio físico, que hizo posible la separación de la función operativa de la económica y la creación de una nueva función en la cadena de comercialización de la capacidad de gasoductos: el despacho económico y operacional¹⁹.

¹⁹ En el despacho operacional se monitorean continuamente y a lo largo de la trayectoria del gasoducto las variables que intervienen en la determinación de la capacidad y en la custodia de la integridad del mismo como son la temperatura, la presión, el contenido de contaminantes, el estatus de las válvulas de seccionamiento, etc. Con la capacidad computacional se modelan continuamente los flujos y se toman decisiones en tiempo real con el fin tanto de garantizar la integridad como de optimizar los costos asociados al transporte. En el despacho económico se administra el acuerdo de nominación ex ante y ex post que da lugar a la formación de los precios al mayor del gas y de reventa de la capacidad y en el que se coordina la coherencia entre los compromisos de entrega y descarga, el ordenamiento en la programación de las entregas del despacho operacional, la distribución ex post de las cargas económicas a los cargadores (shippers) y la distribución ex post de las cargas económicas que se originan por el acceso al almacenamiento económico a los cargadores con flexibilidad de entrega o recibo con fines de asegurar la integridad del sistema hechas por el operador del gasoducto durante el despacho físico.

servicio incluido en éstos un retorno "razonable"²⁰ (acorde con los riesgos a los que están expuestos los agentes) sobre los componentes de inversión²¹ autorizados por el regulador.

Según J. F. Brown (1997), el método COS se segrega en tres segmentos que finalmente definen la estructura tarifaria: el cálculo de los costos agregados, que no es más que la determinación del costo de llevar adelante el negocio, la distribución de los costos entre los componentes fijos y variables y el diseño de la tarifa en la que se establece la porción de los costos fijos que serán recuperados en el componente fijo de la tarifa²².

El método C.O.S. es una variante del método de regulación conocido como Regulación sobre la Tasa de Retorno. En el primero, el regulador interviene en los elementos y variables que definen el nivel de retorno sobre el capital, mientras que en el segundo simplemente se fija el retorno y el agente tiene la libertad de decidir sobre el mix de capital, labor y deuda más adecuado a sus intereses que no sobrepase el límite de retorno previamente establecido por el regulador.

La regulación basada en agregación de costos implica grandes costos transaccionales debido a la pesada estructura burocrática que se debe conformar en el ente regulador para asegurar la contraloría de los costos.

La determinación de los costos realmente incurridos, de los estándares eficientes en cada una de las actividades, de la adecuada asignación de costos entre actividades sujetas a regulación y las que no lo son, de la estructura óptima de deuda patrimonio que caracteriza al sector, de los estándares de seguridad y calidad, de las variables que definen el riesgo característico de las actividades sujetas a regulación y de los parámetros que definen los componentes de inversión o base de retorno entre otros, obliga a la conformación de equipos técnicos de economistas, contadores, abogados e ingenieros y de una

²⁰ Según L. S. Goodman (1998) el estándar de lo "justo y razonable" para el establecimiento de tarifas tiene sus orígenes en el "Common Law" del Derecho anglosajón. La referencia más temprana a este estándar para la fijación de tarifas en servicios públicos se encuentra en la Constitución del estado de Georgia EE.UU. de 1877.

²¹ Según R. L. Mansell y J. R. Church (1995) bajo la metodología C.O.S. se establece que en los componentes de inversión (rate base) se incluyen los arrastres sobre las inversiones de años anteriores, nuevas adiciones de capital, depreciación, capital en auxilio al desarrollo de la infraestructura de gasoductos para clientes, capital de trabajo y cualquier otro diferimiento.

²² La razón de dejar cierta parte de los costos fijos para ser recuperados en la porción variable de la tarifa obedece al principio de compartir los riesgos asociados con el factor de carga del gasoducto con el inversor.

base logística para su operación efectiva cuyos costos deben incluirse en la estructura tarifaria. Asimismo, la regulación basada en agregación de costos puede motivar al regulado a incluir inversiones permitidas por el regulador dentro de la base de retorno, pero que no son realmente necesarias como pueden ser inversiones en capacidad de compresión para cubrir picos de demanda que no se materializarán o capacidad de gasoductos para atender estimados inflados de demanda de capacidad en el mediano plazo. Esta situación tiende a ocurrir cuando los estándares de retorno sobre la base son fijados por el regulador en niveles que están por encima del costo promedio de capital del agente regulado.

Existen variantes en la implantación de la regulación basadas en el agregado de costos que se ha adoptado sobre todo en Canadá. Entre estas variantes están: la regulación activa o tradicional en la que se tiene un control del regulado por el regulador sobre la base de auditorías y audiencias tarifarias²³ continuas, monitoreo continuo de los resultados operacionales del agente regulado y continuo acceso a los libros contables; la regulación pasiva con base en la supervisión externa de la actividad regulada dejándose inicialmente en los agentes la solución de las disputas y actuando solamente en caso de no llegarse a un acuerdo; la regulación ex post en la que los costos son establecidos de acuerdo con los resultados del mes inmediato anterior; la regulación ex ante en la que los costos son establecidos de acuerdo con un programa de desembolsos aprobado por el regulador en acuerdo con las partes por un lapso ex ante que puede variar entre 6 meses a 2 años y la regulación C.O.S. con modificaciones de incentivo que pueden incluir mecanismos como retorno de capital sobre una banda predeterminada, ganancias compartidas e incentivos sobre la optimización de los costos de capital.

La otra vertiente más moderna en el diseño de tarifas lo constituye el método denominado *diseño tarifario con base en la gestión por incentivos* o P.B.R. (performance based ratemaking) por sus siglas en inglés. Esta modalidad (conocida también como RPI - X²⁴) para el diseño de tarifas constituye también una variante de la metodología de regulación sobre la base de retorno, en la cual en lugar de establecer una frontera máxima de retorno se establece en su lugar una base inicial de gestión eficiente y sobre ésta se fija primero un mecanismo de indexación y se le exige, al cabo de un lapso determinado por el regulador y de

²³ Las audiencias tarifarias forman parte del mecanismo de audiencias públicas que generalmente establecen los entes de regulación con el fin de garantizar el derecho a que sean oídos los argumentos de las partes involucradas en cualquier disputa o propuesta relativa al desempeño de los agentes, desarrollo de infraestructura, modificación de esquemas tarifarios etc.

²⁴ RPI - X indica que la tarifa será indexada por algún indicador macroeconómico como el RPI (Retail Price Index) al cual se le sustraerá la eficiencia exigida X.

acuerdo con la estructura de los riesgos asociados con la materialización de la demanda de capacidad, un nivel de eficiencia a concretar en el mencionado período, eficiencia que deberá ser transferida al consumidor al final del período.

El método PBR fue por primera vez introducido en el Reino Unido en 1988 durante el proceso de privatización del sector de telecomunicaciones, trasladándose luego al sector eléctrico (1990) y al sector gas (1991) después de la privatización de ambos sectores.

La introducción de incentivos en la metodología P.B.R. viene dada por el hecho de que las eficiencias mayores que las exigidas que pueda concretar el regulado en el período establecido son acumuladas por éste, por lo tanto, el agente se verá motivado a optimizar las inversiones y a mejorar sus costos lo más temprano en el período.

La aplicación de la regulación por incentivos en el Reino Unido representó para el consumidor inglés un abaratamiento en sus costos de energía en el orden del 25 al 34% para 1991²⁵. Este éxito de la regulación por incentivos ha sido un estímulo para el diseño de estructuras regulatorias tipo PBR del sector gas en países emergentes en el comercio privado de gas como Argentina.

La metodología PBR independiza la fijación de precios de los costos dado que al imponer un techo sobre las tarifas, los agentes estarán fuertemente motivados a reducirlos a diferencia de la COS que se basa en agregar costos eficientes.

En la implementación de los métodos PBR y COS se han venido aplicando algunas variantes que difieren entre sí, para el primero de ellos, por la modalidad utilizada para establecer el límite máximo de las tarifas y, para el segundo, por el mecanismo implícito para hacerlo adaptable a la introducción de incentivos.

Otro de los aspectos importantes en la regulación del sector gas lo constituye el establecimiento de la teoría, el método y el modelo para la determinación de los precios al mayor del producto cuando no existen condiciones de volatilidad y contestabilidad en el mercado, bien sea por que el sector se encuentra en una fase embrionaria, porque constitucionalmente se consagra un monopolio legal, porque existe un monopolio natural o simplemente porque la estructura presente es tal que uno o varios de los incumbentes tiene por condición legal o de madurez de mercado una posición dominante con suficiente poder para influir

²⁵ Según Stephen Littlechild (1999) ex Director General de Suministro de Energía del Reino Unido.

en la determinación de los precios si éstos se dejasen al libre arbitraje del mercado²⁶.

Cuando las condiciones de madurez del mercado son tales como por ejemplo, por el lado de la oferta, la existencia de un solo yacimiento (monopolio natural) con grandes reservas de gas (caso holandés y noruego) o de un monopolio legal consagrado constitucionalmente (caso México) que imposibilita la competencia de gas con gas, o por el lado de la demanda son, la inexistencia de un mercado interno segregado (caso iraní y trinitario) o con fuerte acento monopsonico (caso venezolano) las que imponen barreras temporal o definitiva para la participación de más de un agente en las actividades del aguas arriba, el regulador se ve en la obligación de definir los precios al mayor en el centro de acopio bien sea por una metodología basada en valorización tipo "net back" si las condiciones del mercado accesible son lo suficientemente fluidas (caso holandés, noruego y mexicano); a través de la simulación de mercados perfectos (caso venezolano y paquistaní); a través de una fórmula ligada a una cesta de energéticos sustitutos del gas (caso tailandés) o a través de una fórmula de apropiación de rentas fortuitas ("winfall profits formula") en las economías de los sectores o proyectos que hacen uso del gas natural (caso trinitario).

A excepción de la metodología de cesta de combustible, donde el precio del gas al mayor se deriva de precios observables de productos sustitutos, en las otras se le presentan dos problemas al regulador, el primero está asociado con la definición de los niveles de eficiencia exigibles en los procesos intermedios distintos a la transmisión y la distribución que establecen directa o indirectamente el precio al mayor del gas y el segundo, relacionado con la distribución de los costos eficientes de producción y de los riesgos y costos de exploración cuando el gas está asociado al crudo. En el primer caso, es común la aplicación bien sea de una metodología COS o PBR bajo los mismos principios bajo los cuales se aplica al transporte de gas. En el segundo caso, y tal y como lo refieren Julius y Mashayekni (1990), el tratamiento teórico adecuado se corresponde con el concepto de economías de alcance para firmas multiproducto, calculando la marginalidad de largo plazo del gas con base en los costos eficientes agregados para la unidad de volumen o energía adicional de producción manteniendo el volumen de los otros productos constante. La otra variante de esta metodología consiste en determinar la función de demanda y de oferta con base en costos eficientes y, en caso de déficit, fijar el precio igual al costo de oportunidad del consumidor marginal y en caso de balance o sobreoferta, calcular la margi-

²⁶ Caso de la generación en sector eléctrico en el Reino Unido según Littlechild (1999) (dado el poder dominante de 2 de las empresas (National Power y PowerGen)) y de los precios de gas al mayor en Argentina según Oil&Gas Journal Latinoamérica (dado el poder dominante de YPF empresa mixta inicialmente y hoy día totalmente privatizada).

nalidad a largo plazo y hacerla igual al precio, en función de la valorización de mercado simulada, para aquellos productos sin valor observable de mercado o valorización observable para aquellos productos con estructuras fluidas de mercado. Los costos y riesgos de exploración se asignan en función del objetivo de la exploración: si explorando por crudo ocurre el descubrimiento los costos de exploración se asignan en su totalidad al crudo y viceversa.

ALCANCE Y CONTENIDO DE LAS REFORMAS REGULATORIAS DEL SECTOR EN VENEZUELA

Una limitante para establecer con precisión el alcance y contenido de las reformas regulatorias del sector gas en Venezuela, lo constituye el hecho de que para el momento de la elaboración de este ensayo, no se habían publicado ni dado a conocer los reglamentos definitivos de la Ley Orgánica de los Hidrocarburos Gaseosos, que en adelante la referiremos como Ley de Gas. Sin embargo, de la lectura del preámbulo y el articulado de la mencionada ley, es posible realizar un análisis bastante extenso en este sentido, aun cuando se requiere la legislación secundaria para completar el análisis.

De la lectura del preámbulo de la Ley de Gas se observa la intención del legislador de abrir el sector a la inversión privada, lo cual constituye un considerable avance con relación al marco legal anterior, en la que la totalidad de las actividades de la cadena de gas estaban reservadas al Estado²⁷. De hecho, el preámbulo de la Ley de Gas deja sin lugar a dudas que éste es su objetivo:

“...se ha concebido estimular la búsqueda de yacimientos de gas libre y propiciar una adecuada utilización de dicho gas junto con el asociado. Ello se logrará mediante una ley que de mayor oportunidad al sector privado nacional y extranjeros, de participar en todas las fases relativas a dicha industria. Este es el propósito de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos,....”

Sin embargo, a pesar de este claro objetivo que apunta hacia la apertura e introducción de competencia en el sector, se restringe el ámbito de aplicación de la ley en la parte del aguas arriba de la cadena del gas (exploración y producción) pues en ella se limita la participación privada sólo a los yacimientos de gas

²⁷ La legislación anterior a la Ley Orgánica de los Hidrocarburos Gaseosos que definía el marco legal e institucional del sector lo comprendían el siguiente conjunto de leyes: la Ley de Hidrocarburos de 1943, la Ley que Reserva al Estado la Industria del Gas Natural de 1971, la Ley que Reserva al Estado la Explotación del Mercado Interno de los Hidrocarburos de 1973, la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos (Ley de Nacionalización) de 1975, la Ley Orgánica de Régimen Municipal de 1978, la Ley de Metrología de 1980 y la Ley Penal del Ambiente de 1992.

libre, dejando la exploración y producción de gas asociado a lo que se establezca en el nuevo marco legal de los hidrocarburos. Esta restricción es importante desde el punto de vista regulatorio, pues al estar limitadas las posibilidades de aparición de un mercado contestable con base en la competencia entre distintos proveedores de gas y debido al poder de mercado que legalmente se deja en manos del incumbente, se requerirá de la definición de una teoría, un método y un modelo para establecer los precios al mayor de gas, por lo menos mientras aparecen suficientes fuentes de gas no asociado como para hacer contrapeso al incumbente.

El interés público se define claramente en la Ley de Gas, lo cual es importante desde el punto de vista regulatorio pues define el marco bajo el cual se instrumentarán los mecanismos de regulación. En lo relativo a la propiedad de los yacimientos de gas, ésta se otorga a la República y se declaran de dominio público, inalienable e imprescriptible. Sin embargo, se abren los caminos para el traspaso de la propiedad del gas en superficie una vez que se haya definido ante el Ministerio de Energía y Minas su utilización final mediante el sometimiento de proyectos dirigidos primordialmente al desarrollo nacional y eventualmente a la exportación, una vez asegurado el abastecimiento nacional en el largo plazo. En lo relativo a la participación del Estado en las rentas que se originan por la explotación económica del sector, se establece un régimen fiscal compuesto por regalías del 20% y una tasa de impuesto sobre la renta del 34%²⁸; esto último constituye un considerable avance hacia la estructuración de esquemas fiscales más adecuados con la naturaleza del negocio del gas que anteriormente se establecían simétricamente con el crudo.

Por primera vez se define claramente en el articulado de una ley venezolana la condición de servicio público de los servicios de T&D de gas y de utilidad pública de las actividades de la cadena del gas lo cual le da sustento legal al derecho del Estado a establecer una regulación específica que limite la libertad económica de los agentes para fijar unilateralmente las tarifas del servicio en el segmento de T&D dada su naturaleza monopólica, a priorizar el derecho de paso sobre el de propiedad privada en función del interés público y, así como lo define E. Martínez (1997), asegurar la obligatoriedad de la prestación del servicio a quien lo exija a una tarifa justa y razonable, darle sustento legal a la condición mutable de los mecanismos regulatorios, asegurar la continuidad en el suministro del servicio y por lo tanto, establecer las previsiones razonables en los costos asociados con la capacidad de respuesta en situaciones de intensa demanda del servicio y de igualdad o no discriminación injusta.

²⁸ Artículo 11 de la nueva Ley de Impuesto Sobre la Renta publicada en Gaceta Oficial Extraordinaria No. 5.390 del 22 de octubre de 1999.

En la Ley de Gas se consagra también por primera vez en una ley venezolana el marco institucional que direccionará específicamente los aspectos regulatorios asociados con la introducción de competencia y concurrencia en las actividades de naturaleza monopólica (T&D) y para promover el desarrollo del sector, mediante la creación de un ente funcional con autonomía funcional y adscrito al Ministerio de Energía y Minas denominado Ente Nacional de Gas. Resulta importante destacar la limitación de la autarquía del Ente Regulador y su adscripción al MEM. Esto lo hace vulnerable a la captura en sus decisiones en función de intereses de naturaleza política. Sin embargo, resulta necesario comprender la motivación de los legisladores en este sentido, la cual se fundamenta en la racional de que la madurez del mercado de gas de Venezuela es tal que una completa autarquía del Ente puede ocasionar problemas graves de aceptabilidad social a sus decisiones imponiendo tensiones innecesarias que pudiesen comprometer la paz social y objetivos de Estado en materia de política energética²⁹.

Unos de los principios más modernos y fundamentales en regulación de monopolios naturales tipo red introducidos en la Ley de Gas, lo constituye la consagración del acceso abierto a la capacidad de los gasoductos, la separación de la función mercantil de la de transporte mediante la obligatoriedad de desagregar los servicios y la asignación al Ente Nacional de Gas de la atribución para promover el desarrollo de un mercado secundario de capacidad de gasoductos. Sin embargo, el régimen económico que consagra la Ley de Gas impone limitantes importantes al Ente Regulador en su capacidad para establecer tarifas de transporte y distribución además de que sólo le asigna una función asesora en el establecimiento de la teoría, el método y el modelo para la fijación precios al mayor de gas en los centros de acopio, reservándose el MEM esta facultad y ampliando el marco institucional decisorio al Ministerio de la Producción y el Comercio en esta materia, lo cual puede ocasionar áreas grises de competencia entre estas instituciones que de no ser direccionadas apropiadamente en la legislación secundaria, pueden comprometer los objetivos de regulación establecidos en la ley. Destaca también, a diferencia de la Ley Eléctrica, la omisión de referencias tanto al despacho físico como económico que consagre el aprovechamiento de las economías de coordinación a favor de los consumidores lo cual necesariamente deberá ser direccionado en los reglamentos.

El régimen económico se fundamenta en el estándar de valorización de servicios públicos de lo "justo y razonable" que, aunque no está mencionado expli-

²⁹ Por ejemplo se considera que no sería aceptable ni en lo social, ni en lo político ni en lo económico un aumento de los costos del gas para los consumidores en los niveles que puntualmente se han observado en el Reino Unido o EE.UU. producto de fallas de regulación.

citamente de esa manera en la ley se deduce en la redacción de preámbulo "...bases encaminadas a la fijación de tarifas justas y adecuadas..." y de la fijación de los principios bajo los cuales se establecerán los precios y tarifas:

"Los precios y tarifas deberán atender a los principios establecidos en la Ley dirigidos a facilitar la recuperación de las inversiones, a obtener una rentabilidad razonable así como el mantenimiento adecuado del servicio y asegurar a los consumidores el menor costo posible"

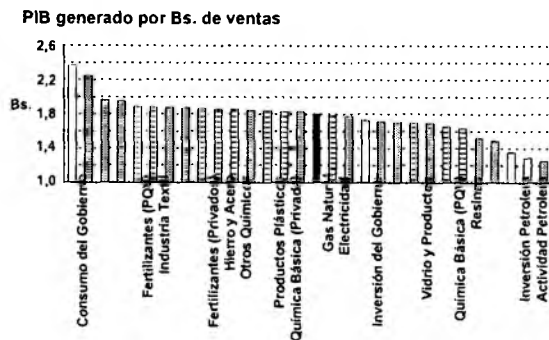
En lo referente a la regulación técnica la ley establece los principios bajo los cuales se regirán los estándares de prestación de los servicios "...mejores prácticas científicas y técnicas disponibles y normas de seguridad, higiene y protección ambiental aplicables...".

IMPACTOS GENERADOS SOBRE EL DESEMPEÑO ECONÓMICO

Con base en el trabajo realizado por Bernard Mommer (1994), se desarrolló en PDVSA un modelo depurado del efecto rentista petrolero de la matriz insumo –producto para Venezuela, el cual se actualizó para 1998 y cuyos resultados se muestran en el gráfico de la figura 11. El mencionado gráfico reproduce para cada sector considerado en la matriz el aporte del mismo en términos del PIB generado en bolívares de 1998 por cada bolívar de venta del sector, incluyendo en estas ventas, tanto las inversiones como los gastos realizados en ese año. Es importante destacar que el sector gas aporta una contribución menor al PIB (1,8 Bs. PIB/ 1 Bs. venta) que el mismo sector petrolero (2,65 Bs. PIB/ 1 Bs. venta) cuando se le considera a éste separado del gas y agregando tanto las inversiones como los gastos por actividad. Sin embargo, la contribución del sector gas al PIB se magnifica al agregar las contribuciones que generan los otros sectores de la economía que utilizan, bien sea como energía primaria o como materia prima al gas tales como son el sector siderúrgico, eléctrico, químico, petroquímico privado y público, textil y del vidrio y sus productos derivados (37,4 Bs. PIB/ 1 Bs. venta).

Este modelo de matriz insumo-producto permite la evaluación del impacto de los desembolsos programados en los Planes de Negocio del sector sobre el empleo, en un escenario de apertura y desregulación. Para el momento de escribir este ensayo el recientemente aprobado Plan de Negocios de PDVSA GAS (2000–2009) mostraba que las inversiones programadas para el sector (incluyendo las inversiones privadas) crearían 8.000 empleos directos y 36.000 empleos indirectos con una inversión en el orden de los 11.000 millones de dólares.

Figura 11

Efecto multiplicador en la economía por sectores

Fuente: PDVSA

En la actualidad, el sector gas emplea unas 1.700 personas directamente en las actividades medulares de la cadena del gas y unas 15.000 personas en las actividades del sector conexo.

CONCLUSIONES

Existen importantes experiencias en materia regulatoria en sector gas alrededor del mundo, algunas de las cuales se han mencionado a lo largo de este trabajo. Esta experiencia ha acumulado documentación suficientemente amplia que detalla tanto la jurisprudencia decisoria de los reguladores del sector como la interpretación de sus consecuencias en la estrategia de desregulación implícita en los marcos reguladores correspondientes. Estas experiencias han sido de mucha utilidad en el proceso de establecer las bases conceptuales de la Ley Orgánica de los Hidrocarburos Gaseosos, lo cual se deduce tanto del preámbulo como del articulado de la mencionada ley.

Venezuela se enfrenta por primera vez en su historia con la implantación de un marco institucional y legal del sector gas de naturaleza totalmente distinta al que lo precedió y en el cual, aun cuando todavía está teñido por los paradigmas petroleros que gobernaron el desarrollo del sector en el pasado, se introducen los elementos conceptuales fundamentales que apuntan hacia la desregulación y la búsqueda de la eficiencia económica y distributiva donde tanto el Estado, como el mercado, tendrán un papel fundamental que cumplir. Resulta lamentable que la legislación primaria de los sectores de gas y electricidad no tengan la

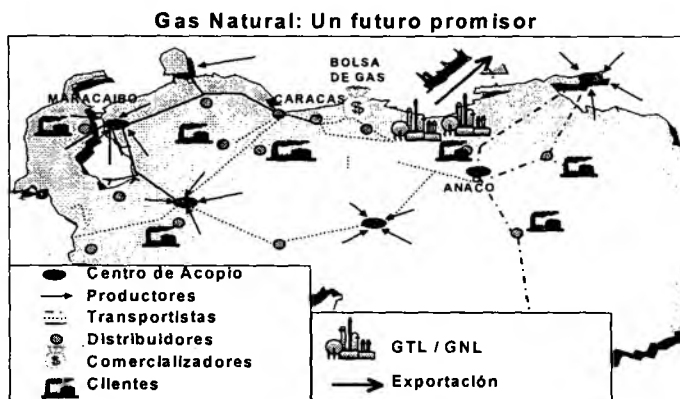
simetría que debieron haber tenido, sobretodo si se considera que ambas cadenas comerciales están convergiendo aceleradamente para constituirse en futuro no muy lejano en una sola cadena: la de la energía. La falta de la legislación secundaria en ambos sectores impide realizar un diagnóstico más acertado en lo referente a convergencias regulatorias y amplitud y alcance de las reformas, sin embargo, la diferencia entre los niveles autarquía de los Entes de Regulación de ambos sectores que esta implícita en la legislación recientemente promulgada, hace temer la posibilidad de que un sector se desarrolle en detrimento del otro.

Las condiciones de borde impuestas actualmente por la realidad política, social, económica y de disponibilidad de energéticos primarios de Venezuela impusieron a su vez condiciones de borde en la legislación del sector. Sin embargo, es un avance considerable hacia estados más modernos de fluidez y contestabilidad en los mercados energéticos internos de la nación.

Preocupa la conformación del Ente de Regulación pues muy probablemente el paradigma técnico – petrolero prevalecerá en la escogencia de los directores de organismo, lo cual está demostrado que es condición necesaria pero no suficiente pues la regulación de monopolios tiene que ver más con la materia económica, el derecho y las políticas públicas que con los aspectos técnicos de la cadena del gas en sí mismo. Esto último trae a la palestra la siguiente interrogante ¿Existen los recursos humanos en el país con el perfil adecuado en materia técnica en gas, de derecho, de economía y de políticas públicas para conformar un Ente Regulador? Si la respuesta es negativa, y posiblemente lo es, entonces se deberá proceder violentamente a formarlos so pena de arriesgarse a conformar un Ente Regulador que sería fácilmente capturable no sólo por el estamento político, sino también por los agentes a ser regulados.

Las reformas regulatorias e institucionales introducidas en la nueva legislación del sector gas han despejado el camino para que Venezuela pueda ser en un futuro no muy lejano el centro vibrante de Latinoamérica en comercio de gas (ver figura 12) siendo posible inclusive la conformación de un mercado sobre la mesa, o bolsa de gas, cuyo producto de respaldo sea ese energético. No obstante, esto no significa que el camino no sea largo y tortuoso o posiblemente corto y sin desviaciones: todo dependerá de la legislación secundaria que se promulgue y de voluntad tanto de regulados como de reguladores para aplicar, hacer que se respete y presionar para que se modifique, de ser necesario, la regulación del sector.

Figura 12



Fuente: PDVSA GAS

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alvarez, P. E. (1997), *Economía industrial del sector eléctrico: estructura y regulación*, Editorial Civitas, Madrid.
- Brown J. F. (1997), "FERC Natural Gas Course", *Understanding the Principles of Pipeline Ratemaking*, Brown, William, Scaurbrough & Quinn, Inc. Houston.
- B P Exploration Operating Company L. T. D. (1998), *BP Review of World Gas*, Londres.
- Davison Ann, Hurst Chris, Mabro Robert (1998), *Natural Gas: Governments and Oil Companies in the Third World*, Oxford University Press, Oxford.
- Gaffney P. D. (1999), *Commitments, Understanding Keys to Exploiting Gas Opportunities in Soththern Latin America*, Oil and Gas Journal Special.
- Goodman L. S. (1998), *The Process of Ratemaking*, Public Utility Reports, Virginia.
- Julius D., Máshayekni A. (1990), *The Economics of Natural Gas: Pricing, Planning and Policy*, Oxford University Press, Oxford.
- Littlechild S. C. (1999), "Presentation to Adam Smith Institute", *Privatization, Competition and Regulation in the Brithish Electricity Industry*. Londres.
- Mansell R. L., Church J. R. (1995), *Traditional and Incentive Regulation: Applications to Natural Gas Pipelines in Canada*, The Van Horne Institute. Calgary.
- Martínez E. L. (1997), *Manual de derecho administrativo*, Publicaciones UCV, Caracas.

- Meyers, M. K., Lindemer, T. R., Robinson (1999), *Btu Price Compression: The Growing Light Hydrocarbon Interfuel Competition*, CERA Private Report, Cambridge.
- Mommer B. (1994), "Presentation to Latin American Perspectives", *A Structural Analysis of an Oil Economy Using Input – Output and Social Accounting Matrixes*, Oxford.
- Oil&Gas Journal Latinoamérica (1999), *IEA: Argentina aún debe salvar obstáculos para completar la reforma de su sector del gas natural*, Mayo – Junio, Vol.5, No.3.
- Petrostrategies (1999), *Uk Takes Steps Aimed at Creating a New Gas Market*, The World Energy Weekly, Volumen 13, No. 621, Londres.
- Rosales R. (1996), "Los servicios públicos: ¿Para ciudadanos clientes o usuarios?", *Servicios Públicos: Clave para el Bienestar*, Ediciones IESA.
- Salas G. (1969), *Petróleo*, Monte Ávila Editores, Caracas.
- Sturm F, J. (1997), *Trading Natural Gas*, Penwell Books, Tulsa.