

PROPUESTA DE FÓRMULA Y MECANISMO DE PRECIOS PARA EL GAS NATURAL EN MÉXICO*

NELSON ARIZMENDI**

ANTECEDENTES

México cuenta con abundantes reservas de gas natural seco y asociado; con los costos de producción más bajos de norteamérica; y con inversiones en gas muy rentables, con márgenes muy elevados que no tiene ningún consumidor en el país. En un esquema de libre mercado se tendría una burbuja de producción con una posición netamente exportadora. Sin embargo, las ventajas de su riqueza petrolera no se han aprovechado en las últimas dos décadas para impulsar el desarrollo del país. Por el contrario, se ha limitado a un mínimo la exploración y la producción de gas y se ha seguido una fórmula de precios con serias fallas y limitaciones, lo cual ha puesto en una situación vulnerable al país, así como en riesgo de desmantelamiento a diversas cadenas productivas, con los correspondientes efectos negativos para nuestra economía.

MECANISMO ACTUAL DE PRECIOS: FALLAS Y LIMITACIONES

En ausencia de un mercado libre en México, los precios fueron vinculados a los del Sur de Texas, reflejando estacionalidad y especulación ajenas a México.

* Ponencia presentada en la videoconferencia “La producción nacional de gas”, dentro del ciclo de videoconferencias, *La energía en México hoy*, coordinado por la maestra Leticia Campos Aragón, investigadora del IIEC y directora de *Problemas del Desarrollo*, del 14 al 16 de febrero de 2001, en el auditorio de la Dirección General de Servicios de Cómputo Académico (DGSCA) de la UNAM, en Ciudad Universitaria.

** Ingeniero del Grupo Canacindra-Monterrey.

Actualmente, bajo dicho mecanismo y a pesar de contar con los costos más bajos, México se encuentra entre los países con los precios más elevados del mundo.

Si bien el mecanismo actual de precios pretende simular mercados integrados, tiene serias fallas y limitaciones, a saber:

1. Premia la escasez de gas para maximizar el precio, beneficiando a una entidad y perjudicando al resto del país.
 - 1.1. Ineficiencias en la planeación de la producción que se reflejan en el precio se absorben por consumidores (futuras importaciones, cambio en punto de arbitraje).
 - 1.2. Consumidores han subsidiado durante varios años esta práctica monopólica.
2. No incluye simulación de libre oferta de gas en México (liberación de producción).
3. Ignora limitaciones de interconexión con Texas, que descalifica la premisa de mercado integrado.
 - 3.1. Simula nivel de integración no existente con Estados Unidos, reflejando estacionalidad y especulación ajenas a México.
 - 3.2. Canadá y el Reino Unido, que tienen interconexiones con Estados Unidos y Europa respectivamente, mantienen precios menores a sus vecinos importadores y sus mercados internos han estado desconectados por limitaciones físicas hasta que han sido capaces de exportar un volumen superior a su consumo doméstico.
4. No simula integración a otros mercados mediante el gas licuado o comprimido que pondría techos naturales en el país (v.gr. 3.0 dls/MM BTU).

Por lo tanto es necesario cambiar la fórmula para dejar de subsidiar a una práctica monopólica y simular un mercado libre, considerando las ventajas particulares de México.

En países desarrollados donde sólo existe un productor, es una práctica común fijar los precios y servicios al simular las libres fuerzas del mercado a través de comisiones en las que tienen participación los consumidores. Asimismo, se establecen *benchmarks* competitivos y se impulsa la desregulación y liberalización de los mercados.

Tomando en cuenta lo anterior, y que la Directiva de Precios de Gas establece que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) tiene atribuciones para modificar la metodología para fijación de precios de gas natural a solicitud de Pemex o de los adquirentes, nos permitimos someter nuestra propuesta de fórmula y mecanismo de precios para el gas natural en México. Esta propuesta parte de

la base de simular lo que ocurriría realmente en un libre mercado, con y sin restricciones.

PROPUESTA

1. Propuesta para un periodo en el que la exportación es menor o igual a 50% de producción, y con restricciones en capacidad de exportación.

En mercados con restricciones hacia la exportación, la liberación de la oferta llevaría a una reducción de precios con un piso a nivel de zona productora, determinado por el costo de producción más el pago de los derechos y una utilidad que genere una rentabilidad razonable para reinversión.

Fórmula:

$$PG = PP \times \frac{\text{Prod}}{\text{Cons}} + PI \times \frac{\text{Imp}}{\text{Cons}}$$

donde,

PG: Precio de gas ponderado por origen puesto en Cárdenas, Tabasco.

PP: Precio de gas proveniente de producción nacional, ponderado por origen, puesto en Cárdenas.

PI: Precio de gas proveniente de importación, menos su *netback* a Cárdenas.

Prod: Parte del consumo cubierta con producción nacional.

Imp: Parte del consumo cubierta con importaciones. Después de dos años de aplicación de la fórmula deberá tomarse igual a cero.

Cons: Consumo total (incluyendo autoconsumo de Pemex)

Cálculo del precio de gas de producción nacional (PP)

$$PP = CP + D + Ut \text{ (Estimado en 1.5 - 1.75 dls/MM BTU)}$$

donde,

PP: Precio de gas considerando producción ponderada de zonas Marina, Sur y Norte, entregado en Cárdenas, Tabasco.

CP: Costo de producción y recolección/procesamiento ponderado para zonas Marina, Sur y Norte. Se indican estimados:

$$CP = C_{\text{prod}} + C_{\text{rec}} / \text{Proc} = 0.59 \text{ dls} / \text{MM BTU}$$

$$C_{\text{prod}} = 0.2 \times 33\% + 0.4 \times 40\% + 0.7 \times 27\% = 0.42 \text{ dls/MM BTU}$$

$$C_{\text{rec}}/\text{Proc} = 0.17 \text{ dls/MM BTU}$$

D: Pago de derechos, regalías o impuestos por producción. Se sugiere utilizar régimen similar al de Canadá (Alberta, en donde varía por zona de producción y por precio, o *Northwest Region*, con porcentaje variable antes y después de recuperación de inversión) o Permian, Tx. Estimado en 0.25 – 0.5 dls / MM BTU.

Ut: Utilidad para el productor, estimado de acuerdo a información de pozos típicos en Permian en 0.66 dls/MM BTU para una TIR sin impuestos de 98%. Pozos en Permian tienen productividad inferior al promedio de México.

Consideraciones Adicionales

- a) Para precios entregados en los centros de consumo se aplicarían tarifas de transporte desde Cárdenas.
- b) Este mecanismo podría afinarse para diferenciar por zona de producción/inyección, manteniéndose en todos los puntos la proporción de importación nacional.
- c) Al igual que en Canadá y Estados Unidos, los permisos de exportación deberán estar sujetos a aprobación de Presidencia, Secretaría de Energía (SE) y CRE, con la finalidad de garantizar que en ningún caso se exportará si no se han cubierto las necesidades actuales y futuras del mercado nacional.
- d) El precio de exportación estaría fijado por el mercado de destino (no se viola ninguna práctica comercial)

2. Propuesta para el periodo en que la exportación es superior al 50% de la producción y sin restricciones en capacidad de exportación

Cuando se eliminen las restricciones para exportar y se logren niveles de exportación similares a los de Canadá (más del 50% de producción), el precio se fijaría mediante mecanismos de *netback* desde los mercados en los que se participa, habiendo además una reducción en el precio de dichos mercados y teniendo como techo natural el costo del gas natural comprimido o licuado.

Fórmula:

PG: Mínimo entre techo y fórmula de exportación.

$$\begin{aligned} \text{Fórmula de Exportación} &= \text{PMD} - \text{RPE} - \text{TST} - \text{NBRC} \\ &= \text{Precio de Henry Hub} - 1.71 \text{ dls/MM BTU} \end{aligned}$$

donde,

PG = Precio de gas en Cárdenas, Tabasco.

PMD = Precio de gas en el mercado destino de exportación (Henry Hub).

RPE*: Disminución en precio de mercado destino por aumento de oferta (estimado en 0.75 dls/MM BTU, equivalente a 0.15 dls/MM BTU por cada 10^9 pies³/día exportados).

TST: Gastos y costo de transporte de sur a norte de frontera mexicana al mercado destino (estimado en 0.385 – 0.455 dls/MM BTU).

NBRC: *Netback* de Reynosa a Cárdenas, Tabasco (0.50 dls/MM BTU).

*Nota: Valor aplicable al simularse mercado virtual. Al darse la exportación de manera real arriba del 50% de producción, el efecto se reflejaría en automático en el mercado destino, reduciéndose a cero el valor virtual.

Cálculo del techo:

El techo en Cárdenas será determinado por el precio de gas natural licuado (LNG) o comprimido (CNG), entregado en Altamira, Tamaulipas/Tuxpan, Veracruz menos su *netback* a Cárdenas, Tabasco (0.3 dls/MM BTU).

- Para un gas licuado o comprimido de 3.00 dls/MM BTU, el techo para el precio en Cárdenas sería de 2.70 dls/MM BTU

Consideraciones Adicionales

- Mismas consideraciones a), c) y d) del punto 1. de la propuesta.
- Al aplicar la fórmula de exportación, se establecería un piso en Cárdenas de 1.20 dls/MM BTU.

BENEFICIOS POR CAMBIO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA

Una mayor producción de gas y una política de precios competitiva generarían importantes beneficios:

- Mayor inversión nacional y extranjera y ahorro de divisas.
- Mayores ingresos fiscales.
- Desarrollo de cadenas productivas y nuevas actividades.
- Efecto multiplicador en la generación de empleos y en la economía en general.
- Impulso al desarrollo regional y el desarrollo de infraestructura energética.
- Protección al ambiente.

Por el contrario, continuar con la misma política generaría desmantelamiento de cadenas productivas, mayor desempleo y efectos negativos en la balanza comercial, paridad cambiaria y tasas de interés. De hecho, en economías exportadoras de gas como la de Texas se observan impactos negativos en su economía con los elevados precios del gas, en donde por cada dólar de incremento se genera una pérdida económica neta de 3 500 millones de dólares/año y pérdida neta de 34 000 empleos.