

SECRETARIA DE ENERGIA

RESOLUCION por la que se modifica la directiva sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-1996.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Comisión Reguladora de Energía.- Secretaría Ejecutiva.

RESOLUCION No. RES/061/2002

RESOLUCION POR LA QUE SE MODIFICA LA DIRECTIVA SOBRE LA DETERMINACION DE PRECIOS Y TARIFAS PARA LAS ACTIVIDADES REGULADAS EN MATERIA DE GAS NATURAL DIR-GAS-001-1996.

RESULTANDO

Primero. Que el 20 de marzo de 1996 se publicó en el **Diario Oficial de la Federación** la Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural, DIR-GAS-001-1996 (la Directiva de Precios y Tarifas);

Segundo. Que el 17 de febrero de 2000, mediante Resolución número RES/032/2000, esta Comisión expidió la Directiva sobre la Venta de Primera Mano de Gas Natural, DIR-GAS-004-2000 (Directiva de VPM), publicada en el **Diario Oficial de la Federación** del 23 de febrero de 2000;

Tercero. Que por oficio SE/UPE/687/2001 de 31 de mayo de 2001, la Secretaría Ejecutiva de esta Comisión remitió a la Secretaría de Energía un primer anteproyecto de Resolución por la que se modifica la Directiva de Precios y Tarifas, y su correspondiente Manifestación de Impacto Regulatorio (MIR), a fin de que fueran enviados a la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (Cofemer), en conformidad con las disposiciones jurídicas aplicables;

Cuarto. Que la Cofemer solicitó ampliaciones y correcciones a la MIR presentada, en los términos del oficio número COFEME/001/516 de fecha 17 de julio de 2001, y

Quinto. Que mediante oficio número SE/UPE/399/2002, de fecha 9 de abril de 2002, la Secretaría Ejecutiva de esta Comisión remitió a la Cofemer, por conducto de la Secretaría de Energía, el proyecto de esta Resolución junto con su MIR, incluyendo las ampliaciones y correcciones a que se refiere el párrafo anterior, y mediante oficio número COFEME/02/473, del 26 de abril de 2002, la Cofemer emitió dictamen favorable y comunica que se puede proceder a la publicación de la propia Resolución en el **Diario Oficial de la Federación**.

CONSIDERANDO

Primero. Que de acuerdo con los artículos 3 fracción VII de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y 8 del Reglamento de Gas Natural (el Reglamento), corresponde a esta Comisión expedir las metodologías para la determinación de los precios de las ventas de primera mano de gas natural, y que la metodología para el cálculo del precio máximo del gas objeto de dichas ventas deberá reflejar los costos de oportunidad y las condiciones de competitividad del gas respecto al mercado internacional y al lugar donde se realice la venta;

Segundo. Que por lo que hace a la regulación de precios del gas, tanto el artículo 8 del Reglamento, como la Directiva de VPM, se refieren al precio máximo del gas objeto de venta de primera mano;

Tercero. Que no obstante lo anterior, la Directiva de Precios y Tarifas se refiere al precio máximo de venta de primera mano, lo que no corresponde a la terminología señalada en el considerando inmediato anterior;

Cuarto. Que la Directiva de Precios y Tarifas, en su capítulo cuarto, establece la metodología para determinar el precio máximo que Petróleos Mexicanos puede cobrar por ventas de gas natural nacional a la salida de la planta de proceso en Ciudad Pemex (la metodología), y señala que el precio máximo del gas natural en cualquier otro punto se determinará sumando el precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano en Ciudad Pemex y la tarifa de transporte autorizada por esta Comisión al punto de entrega;

Quinto. Que en los términos de la disposición 4.4 de la Directiva de Precios y Tarifas, el precio máximo del gas incorpora los movimientos en el precio del gas natural en el mercado de referencia en los Estados Unidos de América (EUA), y los cambios en los costos de transporte en México, y que esta Comisión utilizará, como mercado de referencia internacional, las cotizaciones del gas registradas en el Houston Ship Channel (índice HSC) y, como ajuste por transporte en México, las tarifas máximas autorizadas a Petróleos Mexicanos;

Sexto. Que la metodología para determinar el precio máximo del gas consta de tres elementos:

- El precio del gas en Ciudad Pemex el 1 de marzo de 1996 (B_0);
- Los cambios en el precio del HSC con respecto a un valor inicial (HSC_0), y
- El cambio en las tarifas netas de transporte (netback) de Petróleos Mexicanos desde Reynosa hasta Ciudad Pemex con respecto al 1 de marzo de 1996 (TP_0).

Séptimo. Que la disposición 4.11 de la Directiva de Precios y Tarifas establece los valores iniciales (B_0 , HSC_0^d , HSC_0^m y TP_0), como sigue:

Concepto	Parámetro	Valor (dólares/unidad)
Precio base de ventas de primera mano en Ciudad Pemex vigente el 1 de marzo de 1996	B_0	6.8385
Promedio de las cotizaciones medias de Texas Eastern Transmission (precio del Sur de Texas) y Valero del 1 de marzo de 1996 publicado en el Gas Daily, más el diferencial histórico con respecto al Houston Ship Channel de siete centavos de dólar/mmBtu (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).	HSC_0^d	8.0060
Índice del Houston Ship Channel de marzo de 1996 publicado en el Inside FERC's Gas Market Report el 4 de marzo de 1996.	HSC_0^m	7.8968
Tarifa neta de Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa hasta Ciudad Pemex vigente el 1 de marzo de 1996	TP_0	-0.7806

Octavo. Que la aplicación de los valores de los parámetros iniciales correspondientes a HSC_0^d , y HSC_0^m en la expresión algebraica para determinar el precio máximo de venta de primera mano en Ciudad Pemex genera precios mensuales superiores a los precios diarios en 10.9 centavos de dólar de los EUA por gigacaloría (equivalente a US\$.0275 por millón de unidades térmicas británicas MMBTU), de manera independiente a las diferencias que puedan experimentar las referencias internacionales;

Noveno. Que la diferencia a que se refiere el considerando inmediato anterior resulta en un incentivo para que los adquirentes compren gas en base diaria, dando lugar a condiciones de arbitraje ajenas al desarrollo de los mercados nacional e internacional;

Décimo. Que las tarifas de transporte involucradas en los parámetros iniciales B_0 y TP_0 de la metodología se definen en términos volumétricos (carga único), lo que es incongruente con el cálculo de TP_i , en donde se emplearán las tarifas de transporte aprobadas a Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) que se definen en dos partes (carga por capacidad y carga por uso);

Undécimo. Que desde la expedición de la Directiva de Precios y Tarifas hasta la fecha, tanto las condiciones del mercado de referencia como de la industria nacional de gas natural han observado cambios significativos que repercuten en la determinación del precio máximo del gas objeto de venta de primera mano;

Duodécimo. Que los diferenciales interregionales de precios en los EUA se han modificado significativamente, de manera que el diferencial histórico de 27.8 centavos de dólar de los EUA por gigacaloría (equivalentes a US\$0.07 por MMBTU) se ha incrementado a 0.81 dólares de los EUA por gigacaloría (equivalentes a US\$0.21 por MMBTU) considerando el periodo de febrero a abril de 2002;

Decimotercero. Que de lo señalado en los considerandos octavo a duodécimo anteriores, se desprende que resulta conveniente eliminar los parámetros iniciales en la metodología, y conservar

únicamente el diferencial histórico actualizado entre el índice de referencia HSC y el promedio de las cotizaciones de los sistemas de gasoductos del Sur de Texas;

Decimocuarto. Que a efecto de que el diferencial histórico referido en el considerando inmediato anterior refleje adecuadamente las condiciones prevalecientes en el mercado de referencia, así como el costo de oportunidad del gas en el mercado nacional, se ha estimado pertinente prever una metodología de actualización de esta variable con base en el promedio de las diferencias entre el índice mensual de referencia HSC y la cotización mensual del gas en el Sur de Texas registradas entre el mes vigente y los n-1 meses previos;

Decimoquinto. Que se ha estimado pertinente que por regla general el diferencial histórico se determine con base en el promedio trimestral de las diferencias referidas en el considerando inmediato anterior, por lo que n será igual a (3), salvo que por condiciones extraordinarias dicho promedio no permita reflejar adecuadamente las condiciones prevalecientes en el mercado de referencia, en cuyo caso la Comisión fundamentará y motivará debidamente un nuevo número de meses para calcular el promedio referido;

Decimosexto. Que adicionalmente a lo expuesto, la metodología no considera los costos de transporte en gasoductos estadounidenses para llevar a cabo actividades de comercio exterior, lo que se traduce en un precio del gas distinto al de su costo de oportunidad, obstaculiza el establecimiento de condiciones que permitan la apertura del mercado nacional y dificulta que importadores privados puedan competir con Petróleos Mexicanos en la venta de gas;

Decimoséptimo. Que en virtud de lo señalado en el considerando inmediato anterior, resulta conveniente incorporar en la metodología el costo de transporte en los sistemas de los EUA que sean relevantes para efectuar actividades de comercio exterior a través de la frontera en Tamaulipas;

Decimooctavo. Que esta Comisión requiere conocer los costos de transporte en que incurra PGPB para llevar a cabo actividades de comercio exterior a través de la frontera en Tamaulipas como un elemento para la determinación del costo de transporte a que hace referencia el considerando inmediato anterior;

Decimonoveno. Que a nivel nacional la configuración de la demanda ha cambiado como consecuencia de un mayor número de zonas geográficas de distribución de gas natural en el país, de nuevos proyectos de generación eléctrica que emplean gas natural como combustible primario y del aumento de transportistas para usos propios a lo largo del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG);

Vigésimo. Que el origen de la oferta también ha variado, principalmente por el desarrollo de la Cuenca de Burgos y por un mayor volumen de importaciones para satisfacer los requerimientos del mercado nacional, por lo que en la actualidad las regiones de consumo conectadas al SNG ubicadas entre Reynosa y el punto de arbitraje se abastecen con gas natural proveniente del Norte del país, ya sea nacional o de importación;

Vigésimo primero. Que de acuerdo con la metodología, el precio del gas objeto de venta de primera mano que se suministra en la región Norte del país se determina con base en el precio en Ciudad Pemex más la tarifa de transporte correspondiente, independientemente de que dicho gas provenga de la Cuenca de Burgos o cualquier otro origen ubicado en el Norte del país a lo largo del SNG, lo que genera una inconsistencia en el sistema de precios de gas;

Vigésimo segundo. Que dada la situación anterior, es necesario que la metodología incorpore nuevas fórmulas para determinar el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en la frontera en Tamaulipas, así como en plantas de proceso distintas a Ciudad Pemex que se encuentren interconectadas al SNG;

Vigésimo tercero. Que debido a la ubicación de las plantas de proceso en territorio nacional adicionales a la de Ciudad Pemex, las cotizaciones de referencia consideradas en la metodología (índices diarios o mensuales del HSC) resultan ser relevantes para la determinación del precio del gas objeto de venta de primera mano en dichas plantas;

Vigésimo cuarto. Que por lo expuesto anteriormente, y a efecto de lograr congruencia en el sistema de precios en el país, resulta conveniente que las nuevas fórmulas a que se refiere el Considerando Vigésimo segundo se definan con base en el precio del gas en la frontera en Tamaulipas o en Ciudad Pemex, según la ubicación de cada planta de proceso en el SNG respecto del punto de arbitraje, agregando las tarifas de transporte de Reynosa o Ciudad Pemex a la planta de proceso relevante y sustrayendo la tarifa de transporte aplicable al sector donde se ubique esa planta;

Vigésimo quinto. Que derivado del resolutivo decimoséptimo de la Resolución número RES/080/99, sobre la solicitud de permiso definitivo de transporte de gas natural presentada por PGPB para el SNG, en términos del considerando cuadragésimo noveno de la misma Resolución, la tarifa neta (TP;) autorizada a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa hasta Ciudad Pemex, se calculará utilizando un factor de carga de 100 por ciento;

Vigésimo sexto. Que para efectos de lo señalado en el considerando anterior, se deberán emplear el cargo por capacidad y el cargo por uso correspondientes a las tarifas del Servicio en Base Firme aplicables a los trayectos relevantes en la determinación del precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano, a saber Reynosa-Monterrey y Cárdenas-Monterrey, de acuerdo con la Lista de Tarifas y Trayectos del SNG;

Vigésimo séptimo. Que cuando no esté disponible alguna de las tarifas del Servicio en Base Firme referidas, ésta se deberá sustituir por la tarifa del Servicio en Base Interrumpible que sea aplicable al trayecto respectivo;

Vigésimo octavo. Que cuando, por el desarrollo de nuevos yacimientos de gas natural o la instalación de nuevas plantas de proceso, las fórmulas previstas en la metodología no permitan determinar adecuadamente el precio del gas proveniente de dichos orígenes con base en su costo de oportunidad o las condiciones de los mercados de referencia que resulten relevantes, esta Comisión evaluará y, en su caso, expedirá las fórmulas específicas que se requieran;

Vigésimo noveno. Que en términos del artículo 4 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, para que las disposiciones administrativas de carácter general surtan efectos deberán publicarse en el **Diario Oficial de la Federación**;

Trigésimo. Que en términos del artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, antes de la emisión de los actos administrativos a que se refiere el artículo 4 de dicha ley se requerirá la presentación de una manifestación de impacto regulatorio.

Por lo expuesto, y con fundamento en lo dispuesto por los artículos 4o. primer párrafo, y 14 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 1, 2 fracción V, 3 fracciones VII, XVI y XXII, 4 y 11 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 1, 2, 3, 4, 14, 32, 35, 39 y 69-A a 69-Q de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1, 3, 7, 8, 9 y relativos del Reglamento de Gas Natural; capítulo 4 y disposición transitoria 12.3 de la Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-1996, y en la Directiva sobre la Venta de Primera Mano de Gas Natural, DIR-GAS-004-2000, esta Comisión Reguladora de Energía:

RESUELVE

Primero. Se modifica la Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural, DIR-GAS-001-1996, en los términos del Anexo que se adjunta a la presente Resolución y forma parte de la misma como si a la letra se insertare.

Segundo. En conformidad con el Reglamento de Gas Natural y la Directiva sobre la Venta de Primera Mano de Gas Natural DIR-GAS-004-2000, cuando la Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural, DIR-GAS-001-1996 se refiera a Precio máximo de venta de primera mano, debe entenderse Precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano.

Tercero. Para efectos de las disposiciones 4.11 y 4.12 del Anexo de la presente Resolución, el valor inicial del diferencial histórico, D_i , será de 0.81 dólares de los Estados Unidos de América por gigacaloría (equivalentes a 0.21 dólares por MMBTU).

Cuarto. Cuando no esté disponible alguna de las tarifas del Servicio en Base Firme para calcular la tarifa neta (TP;) para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa hasta Ciudad Pemex, los cargos por capacidad y por uso referidos en la disposición 4.21 del Anexo de la presente Resolución deberán sustituirse por la tarifa máxima del Servicio en Base Interrumpible que sea aplicable al trayecto respectivo, de acuerdo con la Lista de Tarifas y Trayectos del Permiso de Transporte número G/061/TRA/99 para el Sistema Nacional de Gasoductos.

Quinto. Se requiere a Pemex Gas y Petroquímica Básica para que en un plazo de 10 días contado a partir del día siguiente a aquél en que surta efectos la notificación de esta Resolución, presente la composición de costos de los servicios de transporte a que hace referencia el considerando decimooctavo

anterior, a efecto de que esta Comisión los considere en la metodología para la determinación del precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano.

Sexto. En tanto esta Comisión Reguladora de Energía determina y publica el costo de transporte a que se refiere el considerando decimoséptimo de la presente Resolución, dicho costo permanecerá con valor de cero para efectos de la metodología para la determinación del precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano.

Séptimo. Publíquese la presente Resolución y su Anexo, en el **Diario Oficial de la Federación**.

Octavo. Notifíquese la presente Resolución a Pemex Gas y Petroquímica Básica y hágase de su conocimiento que el presente acto administrativo puede ser impugnado interponiendo en su contra el recurso de reconsideración que prevé el artículo 11 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y que el expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de esta Comisión ubicadas

en avenida Horacio 1750, colonia Polanco, Delegación Miguel Hidalgo, 11510, México, D.F.

Noveno. Inscríbese la presente Resolución en el registro a que se refiere la fracción XVI del artículo 3 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía bajo el número RES/061/2002.

México, D.F., a 26 de abril de 2002.- El Presidente, **Dionisio Pérez-Jácome**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Javier Estrada, Raúl Monteforte, Rubén Flores, Raúl Nocedal**.- Rúbricas.

ANEXO DE RESOLUCION No. RES/061/2002

Precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano

4.1 La regulación del precio del gas natural objeto de venta de primera mano determina el precio máximo que Petróleos Mexicanos puede cobrar por ventas de gas nacional en las plantas de proceso.

4.2 Esta Directiva establece la metodología para calcular el precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano a la salida de las plantas de proceso, así como en el punto de interconexión fronterizo en Reynosa, Tamaulipas.

4.3 La metodología reproduce las condiciones de un mercado competitivo. En particular, el objetivo de la Comisión es reflejar en México la evolución internacional de los precios del gas tomando como base un mercado de referencia con:

- I. Condiciones apropiadas de liquidez;
- II. Instrumentos financieros de cobertura, y
- III. Condiciones para la determinación de precios relevantes para México.

4.4 El precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano incorpora las cotizaciones del gas en el mercado de referencia en Estados Unidos de América, el diferencial histórico entre estas cotizaciones y los precios del gas en los mercados del Sur de Texas, los costos de transporte entre la zona fronteriza en Reynosa y los ductos del Sur de Texas, y los costos de transporte en México. La Comisión utilizará como mercado de referencia internacional las cotizaciones del gas registradas en el Houston Ship Channel y como ajuste por transporte en México, las tarifas máximas autorizadas a Petróleos Mexicanos. Los costos de transporte entre la frontera en Reynosa y los ductos del Sur de Texas se incorporan en función del saldo nacional en el balance de comercio exterior de gas natural.

4.5 La Comisión podrá expedir, de oficio o a solicitud de parte, una metodología distinta para calcular el precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano cuando dicha metodología refleje de mejor manera el costo de oportunidad del gas nacional.

4.6 Petróleos Mexicanos deberá poner a disposición del público los precios máximos diarios y mensuales del gas objeto de venta de primera mano.

4.7 Petróleos Mexicanos facturará las ventas de primera mano en pesos al tipo de cambio vigente en el día de la facturación.

A. Metodología

4.8 La metodología para la determinación del precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano define el precio máximo que Petróleos Mexicanos podrá cobrar por las ventas de gas en cada una de las Plantas de Proceso.

4.9 El precio máximo del gas podrá definirse en términos diarios o mensuales, según la preferencia del adquirente.

Precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa, Tamaulipas

4.10 La metodología para determinar el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa, Tamaulipas incorpora los elementos siguientes:

- I. El precio de referencia en el Houston Ship Channel;
- II. El diferencial histórico entre el precio de referencia y las cotizaciones del gas en los mercados del Sur de Texas, y
- III. Los costos de transporte entre la zona fronteriza en Reynosa y los ductos del Sur de Texas, que se agregan, descuentan o eliminan en función del balance de comercio exterior de gas natural.

4.11 Las fórmulas para establecer el precio máximo del gas en Reynosa, en términos diarios o mensuales, se expresarán en dólares por unidad y se definen como:

$$\text{Diario: } VPMR_i^d = HSC_{i-1}^d - D_i + TF_i$$

$$\text{Mensual: } VPMR_i^m = HSC_i^m - D_i + TF_i$$

Donde:

$VPMR_i^d$ es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el día i (dólares/unidad);

$VPMR_i^m$ es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el mes i (dólares/unidad);

HSC_{i-1}^d es el precio promedio del rango cotizado en el Houston Ship Channel el día inmediato anterior al día i publicado en el Gas Daily, Daily Price Survey renglón Houston Ship Channel (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad);

HSC_i^m es el índice del Houston Ship Channel publicado en el Inside FERC's Gas Market Report del mes i (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad);

D_i es el diferencial histórico entre el índice mensual de referencia en el Houston Ship Channel y la cotización promedio del gas en el Sur de Texas (dólares/unidad) calculado de conformidad con la disposición 4.12 siguiente, y

TF_i es el costo de transporte entre la frontera en Tamaulipas y los ductos del Sur de Texas vigente en el periodo i (dólares/unidad).

4.12 El diferencial histórico, D_i , se calculará con base en el promedio de las diferencias entre el índice mensual del Houston Ship Channel y la cotización mensual del gas en el sur de Texas registradas entre el mes vigente (i) y los $n-1$ meses previos. Por regla general, el diferencial histórico se determinará con base en el promedio trimestral de la diferencia señalada, de manera que n será igual a tres (3), salvo que por condiciones extraordinarias dicho promedio no permita reflejar adecuadamente las condiciones prevalecientes en el mercado de referencia, en cuyo caso la Comisión fundamentará y motivará debidamente el cambio de valor para n . La fórmula para calcular el diferencial histórico es la siguiente:

$$D_i = \sum_{j=0}^{n-1} \left[\frac{HSC_{i-j}^m - ST_{i-j}^m}{n} \right]$$

Donde:

n es igual a tres (3);

HSC_{i-j}^m es el índice del Houston Ship Channel publicado en el Inside FERC's Gas Market Report del mes $i-j$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad), y

ST_{i-j}^m es el promedio aritmético de los índices de EPGT-Texas Pipeline, L.P., renglón Texas, y de Texas Eastern Transmission Corp., renglón South Texas zone, publicados en el Inside FERC's Gas Market Report del mes $i-j$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).

4.13 El costo de transporte, TF_i , representa los costos por la contratación de los servicios de transporte requeridos en gasoductos dentro de los Estados Unidos de América para efectuar importaciones o exportaciones de gas natural a través de la frontera en Tamaulipas.

4.14 La aplicación de TF_i estará en función del balance de comercio exterior de gas natural a través de la frontera en Reynosa, Tamaulipas. Dicha aplicación se realizará de acuerdo con los criterios siguientes:

$TF_i > 0$ Cuando el escenario de comercio exterior sea de importación neta;

$TF_i = 0$ Cuando el balance de comercio exterior sea de equilibrio, y

$TF_i < 0$ Cuando el escenario de comercio exterior sea de exportación neta.

4.15 La Comisión determinará el valor de TF_i mediante resolución debidamente fundada y motivada, para lo cual mantendrá un análisis y seguimiento de las condiciones del mercado de transporte relevante en los Estados Unidos de América, de manera que este elemento permita reflejar adecuadamente el costo de oportunidad del gas nacional.

4.16 A efecto de contar con información adicional para la determinación de TF_i , Petróleos Mexicanos deberá presentar y mantener actualizado ante la Comisión un registro de contratos de exportación e importación de gas natural que señale, al menos, el cliente o proveedor del gas y de los servicios de transporte, la fecha de celebración y duración de los contratos, el precio y los volúmenes pactados, así como los puntos de origen y destino. Asimismo, Petróleos Mexicanos deberá proporcionar a la Comisión, al inicio de cada mes, un informe de actividades de comercio exterior que incluya:

- I. Los volúmenes diarios de importación y exportación de gas natural del mes previo por origen y destino, y
- II. La composición del costo o el valor de dichas importaciones y exportaciones, desagregando el precio del gas, los costos unitarios de transporte y el costo de otros servicios, impuestos, etc., en su caso.

4.17 La Comisión podrá actualizar, de oficio o a solicitud de parte, el valor de TF_i cuando este parámetro deje de reflejar las condiciones en el mercado de transporte en los Estados Unidos de América.

Precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano en Ciudad Pemex

4.18 El precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano en Ciudad Pemex, diario o mensual, será igual al precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa más la tarifa de transporte neta (netback) desde la frontera en Reynosa a Ciudad Pemex.

4.19 Las fórmulas para establecer el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad Pemex se expresarán en dólares por unidad y se definen como:

$$\text{Diario: } VPMCP_i^d = VPMR_i^d + TP_i$$

$$\text{Mensual: } VPMCP_i^m = VPMR_i^m + TP_i$$

Donde:

$VPMCP_i^d$ es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad Pemex en el día i (dólares/unidad);

$VPMR_i^d$ es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el día i (dólares/unidad);

$VPMCP_i^m$ es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad Pemex en el mes i (dólares/unidad);

$VPMR_i^m$ es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el mes i (dólares/unidad), y

TP_i es la tarifa neta (netback) autorizada a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa hasta Ciudad Pemex vigente en el periodo i (dólares/unidad).

4.20 El valor de TP_i será calculado de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$TP_i = TP_i^A - TP_i^{CP}$$

Donde:

TP_i^A es la tarifa autorizada a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa hasta el punto de arbitraje vigente en el periodo i (dólares/unidad);

TP_i^{CP} es la tarifa por el servicio de transporte de Petróleos Mexicanos desde el punto de arbitraje hasta Ciudad Pemex vigente en el periodo i (dólares/unidad);

Tarifas de transporte en México

4.21 Las tarifas de transporte de la frontera al punto de arbitraje (TP_i^A) y de éste a Ciudad Pemex (TP_i^{CP}) vigentes en el periodo i se calcularán utilizando las tarifas publicadas por Petróleos Mexicanos de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$TP_i^A = CU_i^A + CC_i^A \quad \text{y} \quad TP_i^{CP} = CU_i^{CP} + CC_i^{CP}$$

Donde:

CU_i^A es el cargo por uso autorizado a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa al punto de arbitraje en el periodo i (dólares/unidad);

CC_i^A es el cargo anual por capacidad autorizado a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa al punto de arbitraje en el periodo i (dólares/unidad);

CU_i^{CP} es el cargo por uso autorizado a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde el punto de arbitraje hasta Ciudad Pemex en el periodo i (dólares/unidad), y

CC_i^{CP} es el cargo anual por capacidad autorizado a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde el punto de arbitraje hasta Ciudad Pemex en el periodo i (dólares/unidad).

4.22 Actualmente, el punto de arbitraje se localiza en Los Ramones, Nuevo León.

4.23 Para el cálculo del precio máximo del gas objeto de venta de primera mano, las tarifas publicadas en pesos se convertirán a dólares empleando para ello el tipo de cambio publicado por el Banco de México el día en que las tarifas de transporte aprobadas por la Comisión hayan entrado en vigor.

4.24 El valor de TP_i se mantendrá sin cambio mientras no se apruebe un nuevo valor para las tarifas de transporte de Petróleos Mexicanos, independientemente de las variaciones en el tipo de cambio.

Precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Plantas de Proceso distintas a Ciudad Pemex o Reynosa

4.25 El precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Plantas de Proceso distintas a las ubicadas en Ciudad Pemex o Reynosa se determinará conforme a los criterios que se indican a continuación:

- I. Para Plantas de Proceso ubicadas en el sistema de transporte de Petróleos Mexicanos entre Reynosa y el punto de arbitraje, el precio máximo se calculará como la suma del precio máximo del gas en Reynosa y la tarifa de transporte autorizada a Petróleos Mexicanos para el trayecto comprendido entre Reynosa y la Planta de Proceso respectiva, menos la tarifa de transporte del sector donde se ubica dicha planta:

$$\text{Diario:} \quad VPMP_{P,i}^d = VPMR_i^d + TP_{P,i}^R - TP_{P,i}^P$$

$$\text{Mensual:} \quad VPMP_{P,i}^m = VPMR_i^m + TP_{P,i}^R - TP_i^P$$

Donde:

$VPMP_{P,i}^d$ es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en la Planta de Proceso p en el día i (dólares/unidad);

$VPMR_i^d$ es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el día i (dólares/unidad);

$VPMP_{P,i}^m$	es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en la Planta de Proceso p en el mes i (dólares/unidad);
$VPMR_i^m$	es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el mes i (dólares/unidad);
$TP_{P,i}^R$	es la tarifa autorizada a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa hasta el sector de transporte donde se ubica la Planta de Proceso p vigente en el periodo i (dólares/unidad), y
TP_i^P	es la tarifa de transporte del sector donde se ubica la Planta de Proceso p vigente en el periodo i (dólares/unidad).

- II. Para Plantas de Proceso ubicadas en el sistema de transporte de Petróleos Mexicanos entre Ciudad Pemex y el punto de arbitraje, el precio máximo se calculará como la suma del precio máximo del gas en Ciudad Pemex y la tarifa de transporte autorizada a Petróleos Mexicanos para el trayecto comprendido entre Ciudad Pemex y la Planta de Proceso respectiva, menos la tarifa de transporte del sector donde se ubica dicha planta:

Diario: $VPMP_{P,i}^d = VPMCP_i^d + TP_{P,i}^{CP} - TP_{P,i}^P$

Mensual: $VPMP_{P,i}^m = VPMCP_i^m + TP_{P,i}^{CP} - TP_i^P$

Donde:

$VPMP_{P,i}^d$	es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en la Planta de Proceso p en el día i (dólares/unidad);
$VPMCP_i^d$	es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad Pemex en el día i (dólares/unidad);
$VPMP_{P,i}^m$	es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en la Planta de Proceso p en el mes i (dólares/unidad);
$VPMCP_i^m$	es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad Pemex en el mes i (dólares/unidad);
$TP_{P,i}^{CP}$	es la tarifa autorizada a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde Ciudad Pemex hasta el sector de transporte donde se ubica la Planta de Proceso p vigente en el periodo i (dólares/unidad), y
TP_i^P	es la tarifa de transporte del sector donde se ubica la Planta de Proceso p vigente en el periodo i (dólares/unidad).

- 4.26** Cuando, por el desarrollo de nuevos yacimientos de gas natural o la instalación de nuevas Plantas de Proceso, las fórmulas previstas en esta Directiva no permitan determinar adecuadamente el precio del gas proveniente de dichos orígenes con base en su costo de oportunidad o las condiciones de los mercados de referencia que resulten relevantes, esta Comisión evaluará y, en su caso, expedirá las fórmulas específicas que se requieran.

B. Ajustes a la metodología

4.27 La Comisión podrá modificar la metodología para la determinación del precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano, ya sea de oficio, a solicitud de Petróleos Mexicanos o a solicitud de los adquirentes.

4.28 Cualquier modificación en la fórmula para el cálculo del precio máximo del gas objeto de venta de primera mano requerirá la aprobación de la Comisión.

4.29 Se considerarán modificaciones a las fórmulas de precios máximos del gas objeto de venta de primera mano los cambios en:

- I. El mercado de referencia (Houston Ship Channel);

- II. Las publicaciones que registran las cotizaciones de referencia (Gas Daily e Inside FERC's Gas Market Report);
- III. El punto de arbitraje del sistema (Los Ramones);
- IV. La metodología y los índices empleados en el cálculo del diferencial histórico D_i;
- V. La metodología para determinar TF_i;
- VI. La metodología para calcular TP_i;
- VII. Los trayectos para calcular TP_i, y
- VIII. Otros que considere la Comisión.

C. Precios convencionales

- 4.30** Los precios máximos del gas natural objeto de venta de primera mano no afectarán la facultad del adquirente para negociar condiciones de precio más favorables que deberán ser congruentes con el Reglamento, esta Directiva, y los términos y condiciones generales para las ventas de primera mano aprobados por la Comisión.

RESOLUCION por la que se aprueba el capítulo primero del catálogo de precios y contraprestaciones presentado por Pemex Gas y Petroquímica Básica, para su aplicación a los contratos celebrados conforme a la Resolución número RES/100/2001.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Comisión Reguladora de Energía.- Secretaría Ejecutiva.

RESOLUCION No. RES/062/2002

RESOLUCION POR LA QUE SE APRUEBA EL CAPITULO PRIMERO DEL CATALOGO DE PRECIOS Y CONTRAPRESTACIONES PRESENTADO POR PEMEX GAS Y PETROQUIMICA BASICA, PARA SU APLICACION A LOS CONTRATOS CELEBRADOS CONFORME A LA RESOLUCION NUMERO RES/100/2001.

RESULTANDO

Primero. Que mediante Resolución número RES/158/2000 de fecha 14 de agosto de 2000, esta Comisión Reguladora de Energía (esta Comisión) aprobó los Términos y condiciones generales para las ventas de primera mano de gas natural (los Términos y condiciones generales) presentados por Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB);

Segundo. Que la cláusula 14 de los Términos y condiciones generales señala que para lo relativo a la determinación del precio del gas, los descuentos y las contraprestaciones correspondientes al transporte y a las modalidades de entrega se observará lo establecido en el Catálogo de Precios y Contraprestaciones (el Catálogo de precios) que PGPB publicará en su sistema de información, de acuerdo con lo establecido en dicha cláusula;

Tercero. Que mediante escrito CJ/SRD/2228/00 de fecha 30 de octubre de 2000, PGPB presentó para aprobación de esta Comisión una propuesta de Catálogo de Precios, misma que fue modificada mediante escritos CJ/SRD/2228/00, de fecha 28 de noviembre de 2000 y CJ/SRD/873/2001, de fecha 2 de mayo de 2001;

Cuarto. Que por oficio número SE/UPE/780/2001 de 7 de junio de 2001, la Secretaría Ejecutiva de esta Comisión remitió a la Secretaría de Energía el proyecto de Catálogo de Precios y su correspondiente Manifestación de Impacto Regulatorio (MIR), a fin de que fueran enviados a la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (Cofemer);

Quinto. Que la Cofemer solicitó ampliaciones y correcciones a la MIR presentada, en los términos del oficio número COFEME/01/421 de fecha 4 de julio de 2001;

Sexto. Que mediante oficio número SE/UPE/380/2002, de fecha 8 de abril de 2002, la Secretaría Ejecutiva de esta Comisión remitió a la Cofemer, por conducto de la Secretaría de Energía, el proyecto de esta Resolución junto con el capítulo primero del Catálogo de Precios y su MIR, y mediante oficio número

COFEME/02/472, del 26 de abril de 2002, la Cofemer emitió dictamen favorable y comunica que se puede proceder a la publicación de la propia Resolución en el **Diario Oficial de la Federación**, y

Séptimo. Que en los escritos relacionados en el resultando tercero, PGPB ha sido representado por el licenciado Juan Rogelio Loredó Mendoza, quien tiene acreditada su personalidad ante esta Comisión mediante el primer testimonio de la escritura pública número 77,282, de fecha 22 de febrero de 2000, otorgada ante la licenciada María Teresa Rodríguez y Rodríguez, titular de la Notaría Pública número 114 del Distrito Federal.

CONSIDERANDO

Primero. Que de acuerdo con el artículo 2 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, en cumplimiento de su objeto esta Comisión contribuirá a salvaguardar la prestación de los servicios públicos, fomentará una sana competencia, protegerá los intereses de los usuarios, propiciará una adecuada cobertura nacional y atenderá a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios;

Segundo. Que las ventas de primera mano de gas natural están sujetas a regulación en términos de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, el Reglamento de Gas Natural (el Reglamento), la Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-1996 (Directiva de Precios y Tarifas) y la Directiva sobre la Venta de Primera Mano de Gas Natural DIR-GAS-004-2000 (Directiva de VPM);

Tercero. Que de acuerdo con lo dispuesto por los artículos 3 fracción VII de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, 8 y 9 del Reglamento, corresponde a esta Comisión expedir las metodologías para la determinación del precio del gas objeto de venta de primera mano, así como aprobar los Términos y condiciones generales;

Cuarto. Que esta Comisión expidió la metodología para el cálculo del precio máximo del gas objeto de venta de primera mano mediante la Directiva de Precios y Tarifas, misma que fue modificada mediante Resolución número RES/061/2002, de fecha 26 de abril de 2002, publicada en el **Diario Oficial de la Federación** con fecha 30 de abril de 2002;

Quinto. Que de acuerdo con las disposiciones 5.2 y 5.3 de la Directiva de VPM, el precio del gas objeto de venta de primera mano no podrá exceder el precio máximo determinado conforme a la Directiva de Precios y Tarifas, y que cuando el precio sea inferior al máximo deberá sujetarse a criterios de aplicación general previstos en los Términos y condiciones generales;

Sexto. Que el capítulo primero del Catálogo de Precios presentado por PGPB prevé que el precio máximo del gas en las plantas de proceso de Ciudad Pemex y Reynosa se determinará conforme a la metodología establecida en la Directiva de Precios y Tarifas y que:

“Conforme a lo establecido en la Directiva de Precios, el Precio Máximo del Gas de Venta de Primera Mano en las Plantas de Proceso que se encuentren en trayectos de transporte que reciben gas desde la Planta de Proceso de Reynosa, se determinará sumando el Precio Máximo del Gas de Venta de Primera Mano en Reynosa y la tarifa de transporte autorizada por la Comisión para el trayecto relevante para la Planta de Proceso de que se trate. Asimismo, el Precio Máximo del Gas de Venta de Primera Mano en las Plantas de Proceso que se encuentren en trayectos de transporte que reciben gas desde la Planta de Proceso de Ciudad Pemex, se determinará sumando el Precio Máximo del Gas de Venta de Primera Mano en Ciudad Pemex y la tarifa de transporte autorizada por la Comisión para el trayecto relevante para la Planta de Proceso de que se trate.”;

Séptimo. Que para los efectos de la transcripción contenida en el Considerando inmediato anterior y a fin de asegurar que el capítulo primero del Catálogo de Precios sea congruente con la Directiva de Precios y Tarifas, deberá entenderse que el precio máximo del gas previsto en dicho capítulo para trayectos de transporte al norte del punto de arbitraje está referido a la planta de proceso de Reynosa, y que en aquéllos ubicados al sur de dicho punto está referido a la planta de Ciudad Pemex;

Octavo. Que mediante Resolución número RES/100/2001, publicada en el **Diario Oficial de la Federación** el 5 de julio de 2001, esta Comisión aprobó modificaciones al régimen transitorio de los Términos y condiciones generales, de modo que durante dicho régimen y una vez celebrados los Acuerdos Base en condiciones especiales que correspondan, los adquirentes a quienes se hayan adjudicado o se adjudiquen contratos de compromiso de capacidad de generación de energía eléctrica y compraventa de energía eléctrica asociada en las licitaciones convocadas por la Comisión Federal de Electricidad puedan celebrar los contratos de venta de primera mano de gas natural previstos en la cláusula 7 de los términos y condiciones generales en plazos que podrían ser menores a los establecidos en dichos términos y en su régimen transitorio;

Noveno. Que para la determinación del precio del gas en los contratos de venta de primera mano celebrados en términos de la Resolución número RES/100/2001 se requiere la previa aprobación del Capítulo primero del Catálogo de Precios, sin perjuicio de que continúe el proceso de su evaluación antes de su aplicación a los demás adquirentes y de que resulte susceptible de aprobación la totalidad del Catálogo de Precios;

Décimo. Que, a juicio de esta Comisión, la aprobación del Catálogo de Precios en todos sus aspectos requiere continuar analizando planteamientos formulados por organismos del sector industrial y avanzar en el desahogo de las observaciones y sugerencias de la Cofemer, y que asimismo se requerirá que dicha Comisión emita oportunamente dictamen definitivo con respecto al Catálogo de Precios;

Undécimo. Que de acuerdo con los Términos y condiciones generales, el Catálogo de Precios deberá ser publicado en el Sistema de Información a que se refieren las disposiciones 2.11, 3.8 y 5.5 de la Directiva de VPM;

Duodécimo. Que en términos del artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, antes de la emisión de los actos administrativos a que se refiere el artículo 4 de dicha Ley se requerirá la presentación de una MIR ante la Cofemer.

Por lo anterior, y con fundamento en los artículos 14 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 1, 2, 3 fracciones VII, XVI y XXII, 4 y 11 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 1, 3, 4, 35, 39 y 69-A, 69-H, 69-L y relativos de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1, 2 fracciones XII y XXI, 6 al 13 del Reglamento de Gas Natural, así como en la sección 4 de la Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-1996, y en la Directiva sobre la Venta de Primera Mano de Gas Natural DIR-GAS-004-2000, esta Comisión Reguladora de Energía:

RESUELVE

Primero. Para los efectos previstos en el considerando noveno se aprueba el capítulo primero del Catálogo de Precios y Contraprestaciones, sujeto a lo dispuesto en el punto resolutivo siguiente, y conforme al documento anexo que forma parte de esta Resolución y se tiene aquí por reproducido como si a la letra se insertare.

Segundo. Para los efectos del párrafo transcrito en el considerando sexto y conforme a lo señalado en el considerando séptimo, se entiende que el precio máximo del gas en trayectos de transporte al norte del punto de arbitraje estará referido a la planta de proceso de Reynosa, mientras que en aquéllos ubicados al sur de dicho punto estará referido a la planta de proceso de Ciudad Pemex.

Tercero. Hasta en tanto se apruebe la totalidad del Catálogo de Precios y Contraprestaciones, el precio para el resto de los contratos que tengan por objeto ventas de primera mano de gas natural seguirá determinándose de acuerdo con la disposición 12.3 de la Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-1996.

Cuarto. Se requiere a Pemex Gas y Petroquímica Básica para que en el término de diez días, contado a partir del día siguiente a aquél en que surta efectos esta Resolución, publique en el sistema de información a que se refieren las disposiciones 2.11 y 3.8 de la Directiva sobre la Venta Primera Mano de Gas Natural DIR-GAS-004-2000, el capítulo primero del Catálogo de Precios a que se refiere el punto resolutivo Primero anterior con la disposición que establece el punto resolutivo segundo.

Quinto. Notifíquese la presente Resolución a Pemex Gas y Petroquímica Básica, y hágase de su conocimiento que el presente acto administrativo puede ser impugnado interponiendo en su contra el recurso de reconsideración previsto por el artículo 11 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, y que el expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de esta Comisión ubicadas en Horacio 1750, colonia Polanco, Delegación Miguel Hidalgo, 11510, México, D.F.

Sexto. Publíquense esta Resolución y su anexo en el **Diario Oficial de la Federación**.

Séptimo. Inscríbese la presente Resolución en el registro a que se refiere la fracción XVI del artículo 3 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía bajo el número RES/062/2002.

México, D.F., a 26 de abril de 2002.- El Presidente, **Dionisio Pérez-Jácome**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Javier Estrada, Raúl Monteforte, Rubén Flores, Raúl Nocedal**.- Rúbricas.

ANEXO DE RESOLUCION No. RES/062/2002

CATALOGO DE PRECIOS Y CONTRAPRESTACIONES PARA LAS VENTAS DE PRIMERA MANO DE GAS NATURAL

CAPITULO I PRECIO DEL GAS

Criterios generales

En la determinación del Precio del Gas objeto de Ventas de Primera Mano en las Plantas de Proceso, PGPB busca reflejar el costo de oportunidad del Gas, así como las condiciones de competitividad de éste en los mercados internacionales relevantes¹. El Precio del Gas en las Plantas de Proceso dependerá del balance de comercio exterior considerando los flujos de importación o exportación de Gas y de la ubicación del punto de arbitraje definido en la Directiva de Precios. El Precio del Gas en las Plantas de Proceso estará sujeto al precio máximo de Venta de Primera Mano establecido en dicha directiva.

El Precio del Gas en las Plantas de Proceso está compuesto por dos elementos principales **(i)** el Precio Máximo de Venta de Primera Mano establecido en la Directiva de Precios y **(ii)** el ajuste por los actos y servicios involucrados en la contratación, enajenación y entrega del Gas, mismo que dependerá de la Modalidad de Entrega.

El Precio del Gas en cada Planta de Proceso será calculado por PGPB en términos diarios y mensuales. Asimismo, este Precio del Gas será publicado en el Sistema de Información de conformidad con la Directiva sobre la Venta de Primera Mano de Gas Natural DIR-GAS-004-2000 (Directiva de VPM). Los Adquirentes podrán seleccionar la cotización del Precio del Gas (diaria o mensual) con base en lo establecido en los términos y condiciones.

Fórmula del Precio del Gas en Planta de Proceso

El Precio del Gas en las Plantas de Proceso, se expresa en dólares de los Estados Unidos de América por Gigacaloría (USD/Gcal) y se define como:

Diario:

$$\text{Precio}_{pp-me}^d = \text{Precio Máximo}_{pp}^d - K_{me}$$

Mensual:

$$\text{Precio}_{pp-me}^m = \text{Precio Máximo}_{pp}^m - K_{me}$$

Donde:

Precio_{pp-me}^d Precio diario del Gas de Venta de Primera Mano en la Planta de Proceso pp para la Modalidad de Entrega me.

$\text{Precio Máximo}_{pp}^d$ Precio Máximo diario del Gas de Venta de Primera Mano en la Planta de Proceso pp de acuerdo con lo establecido en la Directiva de Precios.

¹ De conformidad con lo establecido en la fracción I del artículo 26 del Reglamento de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales y el artículo 8 del Reglamento de Gas Natural.

Precio _{pp-me} ^m	Precio mensual del Gas de Venta de Primera Mano en la Planta de Proceso pp para la Modalidad de Entrega me.
Precio Máximo _{pp} ^m	Precio Máximo mensual del Gas de Venta de Primera Mano en la Planta de Proceso pp de acuerdo con lo establecido en la Directiva de Precios.
K _{me}	Ajuste por los actos y servicios involucrados en la contratación, enajenación y entrega del Gas para la Modalidad de Entrega me.

Precio Máximo de Venta de Primera Mano

El Precio Máximo diario o mensual del Gas de Venta de Primera Mano se calculará conforme a la metodología descrita en la Directiva de Precios para las Plantas de Proceso de Ciudad Pemex y Reynosa.

Conforme a lo establecido en la Directiva de Precios, el Precio Máximo del Gas de Venta de Primera Mano en las Plantas de Proceso que se encuentren en trayectos de transporte que reciben gas desde la Planta de Proceso de Reynosa, se determinará sumando el Precio Máximo del Gas de Venta de Primera Mano en Reynosa y la tarifa de transporte autorizada por la Comisión para el trayecto relevante para la Planta de Proceso de que se trate. Asimismo, el Precio Máximo del Gas de Venta de Primera Mano en las Plantas de Proceso que se encuentren en trayectos de transporte que reciben gas desde la Planta de Proceso de Ciudad Pemex, se determinará sumando el Precio Máximo del Gas de Venta de Primera Mano en Ciudad Pemex y la tarifa de transporte autorizada por la Comisión para el trayecto relevante para la Planta de Proceso de que se trate.

Las tarifas de transporte utilizadas en la determinación del Precio Máximo del Gas de Venta de Primera Mano en las Plantas de Proceso distintas de Ciudad Pemex, son las siguientes:

Planta de Proceso	Valor de Tarifa de Transporte (USD/Gcal)
La Venta	0.48516
Papaloapan, Matapionche	0.71390
PEP Mendoza	0.98109
Pípila	1.21212
Monclova	0.78219

Las tarifas de transporte se expresarán en las unidades que estén vigentes en el Permiso de Transporte de PGPB para el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) al momento de su aplicación.

Ajuste por los Actos y Servicios involucrados en la Contratación, Enajenación y Entrega del Gas para cada Modalidad de Entrega (Kme)

El ajuste por los actos y servicios involucrados en la contratación, enajenación y entrega del Gas para cada Modalidad de Entrega en las Plantas de Proceso considera los costos incurridos por PGPB en la administración de las Ventas de Primera Mano y en la operación del balance de comercio exterior, así como el margen comercial. Este ajuste permite diferenciar el Precio del Gas de Venta de Primera Mano para la Modalidad de Entrega seleccionada por el Adquirente.

El valor de K para cada Modalidad de Entrega corresponderá al establecido en la siguiente tabla:

Modalidad de Entrega	Valor K (USD/Gcal)
Base Firme, Límite Inferior de la Base Multianual Acotada Flexible y Límite Inferior para el Servicio de Pruebas Acotada Flexible con distintas Cantidades Contractuales para el Gas y Servicio de Anulación de Desbalances.	0.0583
Base Interrumpible	0.0385
Base Ocasional	0

Servicio Firme Flexible, Servicio Swing, Servicio Túnel, Servicio Volumétrico, exceso al Límite Inferior hasta la Cantidad Contractual de la Base Multianual Acotada Flexible, Servicio Swing de Pruebas con Transporte Interrumpible, exceso al Límite Inferior para el Servicio de Pruebas Acotada Flexible con distintas Cantidades Contractuales para el Gas y Servicio de Anulación de Desbalances y Servicio Swing de Pruebas con Servicio de Anulación de Desbalances.	0.0385
---	--------

Publicación del Precio del Gas en el Sistema de Información.

Para efectos de información, PGPB publicará en el Sistema de Información valores preliminares del Precio del Gas en términos diarios y mensuales. Los componentes de la fórmula para determinar el Precio del Gas que se encuentren en dólares de Estados Unidos de América se convertirán a moneda nacional utilizando el tipo de cambio vigente el día en que se realice la publicación en el Sistema de Información.

El Precio del Gas definitivo en pesos se determinará de acuerdo con el tipo de cambio aplicable de conformidad con lo establecido en la Directiva de Precios.

RESOLUCION que aprueba los lineamientos operativos sobre condiciones financieras y suspensión de entregas presentados por Pemex Gas y Petroquímica Básica, para su aplicación a los contratos celebrados conforme a la Resolución número RES/100/2001.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Comisión Reguladora de Energía.- Secretaría Ejecutiva.

RESOLUCION No. RES/063/2002

RESOLUCION QUE APRUEBA LOS LINEAMIENTOS OPERATIVOS SOBRE CONDICIONES FINANCIERAS Y SUSPENSION DE ENTREGAS PRESENTADOS POR PEMEX GAS Y PETROQUIMICA BASICA, PARA SU APLICACION A LOS CONTRATOS CELEBRADOS CONFORME A LA RESOLUCION NUMERO RES/100/2001.

RESULTANDO

Primero. Que mediante Resolución número RES/158/2000 de fecha 14 de agosto de 2000, esta Comisión Reguladora de Energía (esta Comisión) aprobó los Términos y condiciones generales para las ventas de primera mano de gas natural (los Términos y condiciones generales) presentados por Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB);

Segundo. Que la cláusula 16 de los Términos y condiciones generales señala que para todo lo relativo a las condiciones financieras y suspensión de entregas en las ventas de primera mano, PGPB y el Adquirente observarán los requisitos, trámites, procedimientos, metodologías, formatos y criterios contenidos en los Lineamientos Operativos sobre Condiciones Financieras y Suspensión de Entregas (los Lineamientos);

Tercero. Que mediante escritos GV-634/2000 y GV-649/2000, de fechas 7 y 16 de noviembre de 2000, respectivamente, PGPB presentó propuesta de Lineamientos con su respectiva Manifestación de Impacto Regulatorio (MIR);

Cuarto. Que por oficio SE/UPE/1390/2000 de 17 de noviembre de 2000, la Secretaría Ejecutiva de esta Comisión remitió a la Secretaría de Energía el proyecto de Lineamientos y la correspondiente MIR, a fin de que fueran enviados a la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (Cofemer);

Quinto. Que por oficio 200.-06 de fecha 11 de enero de 2001, la Secretaría de Energía envió a esta Comisión el oficio COFEME/00/466 de fecha 30 de noviembre de 2000 emitido por la Cofemer, mediante el cual dicha comisión solicitó ampliaciones y correcciones a la MIR antes mencionada;

Sexto. Que mediante escrito CJ/SRD/827/2001, de fecha 24 de abril de 2001, PGPB presentó las ampliaciones y correcciones a la MIR a que se refiere el resultando inmediato anterior junto con una propuesta de Lineamientos, y que la Secretaría Ejecutiva de esta Comisión remitió dichos documentos a la Secretaría de Energía para su envío a la Cofemer, mediante oficio SE/UPE/0538/2001, de fecha 25 de abril de 2001;

Séptimo. Que con fecha 13 de junio de 2001, la Cofemer comunicó el dictamen preliminar número COFEME/01/354, mismo que señala modificaciones a la MIR y sugiere adecuaciones a los Lineamientos;

Octavo. Que mediante escrito SGN-272/2001 de fecha 30 de julio de 2001, PGPB presentó modificaciones al proyecto de Lineamientos y a la MIR y que al respecto la Cofemer emitió otro dictamen preliminar, en términos del oficio número COFEME/01/805 de fecha 21 de septiembre de 2001;

Noveno. Que a fin de dar respuesta al dictamen preliminar señalado en el resultando inmediato anterior, con fechas 9 de enero y 12 de abril de 2002, PGPB presentó los oficios GV-0872/01 y GV-0168/02 a los que acompañó un nuevo proyecto de Lineamientos y la MIR correspondiente;

Décimo. Que mediante oficio número SE/UPE/422/2002, de fecha 12 de abril de 2002, la Secretaría Ejecutiva de esta Comisión remitió a la Cofemer, por conducto de la Secretaría de Energía, el proyecto de esta Resolución junto con los Lineamientos y la MIR a que se refiere el Resultando inmediato anterior, y mediante oficio número COFEME/02/474, del 26 de abril de 2002, la Cofemer emitió dictamen favorable y comunica que se puede proceder a la publicación de la propia Resolución en el **Diario Oficial de la Federación**, y

Undécimo. Que en los escritos relacionados en los resultados tercero, sexto, octavo y noveno, PGPB ha sido representado por el ingeniero Luis Felipe Luna Melo, el licenciado Juan Marcelo Parizot Murillo y el licenciado Juan Rogelio Loredó Mendoza, quienes tienen acreditada su personalidad ante esta Comisión mediante primer testimonio de la escritura pública 37,735 de fecha 16 de octubre de 1996, otorgada ante el licenciado Jorge A. Sánchez Cordero Dávila, titular de la Notaría Pública número 153 del Distrito Federal; mediante segundo testimonio de la escritura pública 73,365, de fecha 28 de febrero de 1997, otorgada ante la misma notaría que la anterior, y mediante primer testimonio de la escritura pública número 77,282, de fecha 22 de febrero de 2000, otorgada ante la licenciada María Teresa Rodríguez y Rodríguez, titular de la Notaría Pública número 114 del Distrito Federal, respectivamente.

CONSIDERANDO

Primero. Que de acuerdo con el artículo 2 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, en cumplimiento de su objeto esta Comisión contribuirá a salvaguardar la prestación de los servicios públicos, fomentará una sana competencia, protegerá los intereses de los usuarios, propiciará una adecuada cobertura nacional y atenderá a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios;

Segundo. Que los Términos y condiciones generales están sujetos a regulación en términos de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, el Reglamento de Gas Natural (el Reglamento) y la Directiva sobre la Venta de Primera Mano de Gas Natural DIR-GAS-004-2000 (Directiva de VPM);

Tercero. Que de acuerdo con lo dispuesto por los artículos 3 fracción VII de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y 9 del Reglamento, corresponde a esta Comisión aprobar los Términos y condiciones generales;

Cuarto. Que los Lineamientos tienen por objeto establecer reglas de aplicación general, obligatorias para PGPB y los adquirentes, en cuanto a requisitos, trámites, procedimientos, metodologías, criterios, modelos y formatos necesarios para efectuar las ventas de primera mano de gas natural y que comprenden esquemas de contratación, facturación, pago, intereses, clasificación de adquirentes para efectos de garantías y crédito, así como reglas para la suspensión y reanudación de entregas, todo lo cual tiene la finalidad de evitar que sean impuestos discrecionalmente por PGPB y ofrecer seguridad jurídica y transparencia a los adquirentes;

Quinto. Que mediante Resolución número RES/100/2001, publicada en el **Diario Oficial de la Federación** el 5 de julio de 2001, esta Comisión aprobó modificaciones al régimen transitorio de los Términos y condiciones generales, de modo que durante dicho régimen y una vez celebrados los Acuerdos Base en condiciones especiales que correspondan, los adquirentes a quienes se hayan adjudicado o se adjudiquen contratos de compromiso de capacidad de generación de energía eléctrica y compraventa de energía eléctrica asociada en las licitaciones convocadas por la Comisión Federal de Electricidad puedan celebrar los contratos de venta de primera mano de gas natural previstos en la

cláusula 7 de los Términos y Condiciones generales en plazos que podrían ser menores a los establecidos en dichos Términos y en su Régimen Transitorio;

Sexto. Que el cumplimiento de los contratos para la venta de primera mano celebrados en términos de la Resolución número RES/100/2001 requieren la aprobación de los Lineamientos para todo lo relativo a las obligaciones de facturación, pago, intereses, clasificación de adquirentes para efectos de garantías y crédito, así como suspensión y reanudación de entregas, en términos del considerando cuarto, por lo que resulta necesario aprobarlos sin perjuicio de que continúe el proceso de su evaluación y aprobación respecto a los demás adquirentes;

Séptimo. Que el resolutivo séptimo de la Resolución número RES/158/2000 establece la obligación a cargo de PGPB de solicitar la modificación de los Términos y condiciones generales para adecuarlos al desarrollo de la industria, sin perjuicio de las modificaciones que determine esta Comisión, y

Octavo. Que en términos del artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, antes de la emisión de los actos administrativos a que se refiere el artículo 4 de dicha ley se requerirá la presentación de una MIR ante la Cofemer.

Por lo anterior, y con fundamento en los artículos 14 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 1, 2, 3 fracciones VII, XIII y XVI, 4 y 11 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 1, 3, 4, 35, 39 y 69-A, 69-H, 69-L y relativos de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1, 2 fracciones XII y XXI, 6 al 13 del Reglamento de Gas Natural, así como en la Directiva sobre la Venta de Primera Mano de Gas Natural DIR-GAS-004-2000, esta Comisión Reguladora de Energía:

RESUELVE

Primero. Para los efectos señalados en el considerando sexto, se aprueban los Lineamientos Operativos sobre Condiciones Financieras y Suspensión de Entregas presentados por Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

Segundo. Cuando en la aplicación de los Lineamientos Operativos sobre Condiciones Financieras y Suspensión de Entregas se adviertan desproporciones indebidas, esta Comisión Reguladora de Energía requerirá a Pemex Gas y Petroquímica Básica que proponga las modificaciones que resulten necesarias para armonizar los derechos de las partes.

Tercero. Notifíquese la presente Resolución a Pemex Gas y Petroquímica Básica, y hágase de su conocimiento que el presente acto administrativo puede ser impugnado interponiendo en su contra el recurso de reconsideración previsto por el artículo 11 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, y que el expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de esta Comisión ubicadas en Horacio 1750, colonia Polanco, Delegación Miguel Hidalgo, 11510, México, D.F.

Cuarto. Publíquese esta Resolución y los Lineamientos Operativos sobre Condiciones Financieras y Suspensión de Entregas en el **Diario Oficial de la Federación**.

Quinto. Inscríbese la presente Resolución en el registro a que se refiere la fracción XVI del artículo 3 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía bajo el número RES/063/2002.

México, D.F., a 26 de abril de 2002.- El Presidente, **Dionisio Pérez-Jácome**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Javier Estrada, Raúl Monteforte, Rubén Flores, Raúl Nocedal**.- Rúbricas.

RESOLUCION que autoriza a Pemex Gas y Petroquímica Básica, para que entregue y enajene el gas objeto de los contratos celebrados de acuerdo con la Resolución número RES/100/2001 sujetándose al régimen permanente de los términos y condiciones generales para las ventas de primera mano de gas natural.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Comisión Reguladora de Energía.- Secretaría Ejecutiva.

RESOLUCION QUE AUTORIZA A PEMEX GAS Y PETROQUIMICA BASICA PARA QUE ENTREGUE Y ENAJENE EL GAS OBJETO DE LOS CONTRATOS CELEBRADOS DE ACUERDO CON LA RESOLUCION NUMERO RES/100/2001 SUJETANDOSE AL REGIMEN PERMANENTE DE LOS TERMINOS Y CONDICIONES GENERALES PARA LAS VENTAS DE PRIMERA MANO DE GAS NATURAL.

RESULTANDO

Primero. Que el 14 de agosto de 2000, mediante Resolución número RES/158/2000, publicada en el **Diario Oficial de la Federación (DOF)** del 23 de agosto de 2000, esta Comisión aprobó los términos y condiciones generales para las ventas de primera mano de gas natural (los Términos y Condiciones generales) y su régimen transitorio (el Régimen Transitorio), estableciendo que éste comenzaría de manera simultánea a la Temporada Abierta para la reservación de capacidad en el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) establecida en el permiso G/061/TRA/99;

Segundo. Que el resolutivo tercero de la Resolución número RES/158/2000 dispone que hasta en tanto esta Comisión apruebe el Catálogo de Precios y Contraprestaciones (el Catálogo de Precios), los Lineamientos operativos sobre condiciones financieras y suspensión de entregas (los Lineamientos) y las Bases de coordinación operativa y comercial entre la Subdirección de Ductos y la Subdirección de Gas Natural de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), dicho organismo no podrá efectuar ventas de primera mano conforme al régimen permanente de los Términos y Condiciones generales (el Régimen Permanente) en puntos distintos a las plantas de proceso;

Tercero. Que la Resolución número RES/158/2000 antes mencionada establece que las ventas de primera mano cuyas entregas se realicen durante el Régimen Transitorio seguirán rigiéndose por la metodología a que se refiere la disposición 12.3 de la Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-1996, y que para entregas que se realicen una vez concluido dicho Régimen, PGPB deberá contratar conforme al Régimen Permanente;

Cuarto. Que mediante Resolución número RES/228/2000 de fecha 29 de noviembre de 2000, esta Comisión amplió los plazos de la Temporada Abierta y del Régimen Transitorio, de acuerdo con el artículo 31 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo;

Quinto. Que esta Comisión aprobó las Bases de coordinación operativa y comercial entre la Subdirección de Ductos y la Subdirección de Gas Natural (las Bases de coordinación) presentadas por PGPB, a través de la Resolución número RES/008/2001 de fecha 26 de enero de 2001;

Sexto. Que por Resolución número RES/021/2001 de fecha 23 de febrero de 2001, esta Comisión modificó los plazos del Régimen Transitorio, de modo que los clientes actuales de PGPB presenten pedidos para la contratación de ventas de primera mano con entregas en el Régimen Permanente, en el mes siguiente a aquél en que sean aprobados el Catálogo de precios y los Lineamientos;

Séptimo. Que mediante Resolución número RES/100/2001, publicada en el DOF el 5 de julio de 2001, esta Comisión aprobó modificaciones al Régimen Transitorio, de modo que durante dicho régimen y una vez celebrados los Acuerdos Base en condiciones especiales que correspondan, los adquirentes a quienes se hayan adjudicado o se adjudiquen contratos de compromiso de capacidad de generación de energía eléctrica y compraventa de energía eléctrica asociada en las licitaciones convocadas por la Comisión Federal de Electricidad, pudieran celebrar los contratos de venta de primera mano de gas natural previstos en la cláusula 7 de los Términos y Condiciones generales en plazos que podrían ser menores a los establecidos en dichos términos y en su Régimen Transitorio;

Octavo. Que con fecha 26 de abril de 2002, esta Comisión mediante Resolución número RES/061/2002, modificó la Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-1996;

Noveno. Que mediante Resolución número RES/062/2002, de fecha 26 de abril de 2002, esta Comisión aprobó el capítulo primero del Catálogo de Precios para su aplicación a los contratos celebrados conforme a la Resolución número RES/100/2001, y

Décimo. Que de acuerdo con lo establecido en la Resolución número RES/063/2002, de fecha 26 de abril de 2002, esta Comisión aprobó los Lineamientos para su aplicación a los contratos celebrados conforme a la Resolución número RES/100/2001.

CONSIDERANDO

Primero. Que de acuerdo con el artículo 2 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, en cumplimiento de su objeto esta Comisión contribuirá a salvaguardar la prestación de los servicios públicos, fomentará una sana competencia, protegerá los intereses de los usuarios, propiciará una

adecuada cobertura nacional y atenderá a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios;

Segundo. Que de acuerdo con los artículos 2 fracción V, y 3 fracciones VII y XXII de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, corresponde a esta Comisión aprobar los términos y condiciones a que deberán sujetarse las ventas de primera mano de gas natural;

Tercero. Que el cumplimiento de los contratos celebrados de acuerdo con la Resolución número RES/100/2001 requerirá la entrega y enajenación de gas conforme al Régimen Permanente sin que para los demás adquirentes de gas natural haya concluido el Régimen Transitorio;

Cuarto. Que de acuerdo con la cláusula 14 de los Términos y Condiciones generales, el precio del gas y las contraprestaciones correspondientes a las modalidades de entrega y demás servicios involucrados en la venta de primera mano se determinarán conforme a lo establecido en el Catálogo de Precios;

Quinto. Que la disposición 8.2 de la Directiva sobre la Venta de Primera Mano de Gas Natural DIR-GAS-004-2000 establece que las condiciones especiales serán pactadas como servicios involucrados en la venta de primera mano y comprenderán las fórmulas para determinar los cargos correspondientes, sujetándose a lo previsto en las disposiciones 8.5 y 8.6 de la propia directiva;

Sexto. Que de acuerdo con lo señalado en el considerando inmediato anterior, en la medida que los Contratos a que se refiere el considerando tercero estipulen condiciones especiales, es decir, modalidades de entrega y servicios involucrados en la venta de primera mano distintos a los descritos en los Términos y Condiciones generales, para su cumplimiento no resulta necesaria la previa aprobación del Catálogo de Precios en lo relativo a las contraprestaciones correspondientes a dichas modalidades y servicios;

Séptimo. Que para el cumplimiento de los contratos a que se refiere el considerando tercero, es necesario que el adquirente o PGPB reserve la capacidad correspondiente en el SNG conforme a los procedimientos de reservación y asignación de capacidad establecidos en el permiso G/061/TRA/99, específicamente los de la Temporada Abierta y, en su caso, en las Bases de Coordinación, sin sujetarse a los plazos previstos para ello, lo que implica la modificación de la disposición 11 de dicho permiso;

Octavo. Que de acuerdo con el permiso G/061/TRA/99, para realizar la reserva de capacidad a que se refiere el considerando inmediato anterior se requiere que PGPB publique previamente la capacidad disponible en los trayectos del SNG que sean necesarios para el cumplimiento de los contratos a que se refiere el considerando tercero, a efecto de que dicha reserva se realice sin discriminación indebida;

Noveno. Que esta Comisión ejercerá sus atribuciones de supervisión y vigilancia durante el proceso de reserva de capacidad a que se refieren los considerandos séptimo y octavo y, en su caso, requerirá a PGPB el establecimiento de las medidas aplicables a fin de que dicho proceso resulte óptimo, transparente y equitativo;

Décimo. Que en términos de las Resoluciones números RES/080/99 y RES/158/2000, la Temporada Abierta y el Régimen Transitorio confieren a los clientes actuales de PGPB el derecho de reservar capacidad en el SNG y contratar gas por cantidades equivalentes a los volúmenes que reciban por virtud de sus contratos de suministro vigentes;

Undécimo. Que la posibilidad de efectuar ventas de primera mano conforme a los contratos a que se refiere el Considerando Tercero y reservar capacidad en el SNG para efectuar las entregas correspondientes debe respetar los derechos de los clientes actuales de PGPB referidos en el Considerando inmediato anterior;

Duodécimo. Que acorde con el objeto referido en el Considerando Primero y con el propósito de no afectar la prestación del servicio público de energía eléctrica, esta Comisión atiende diversas peticiones de la Comisión Federal de Electricidad y de la Asociación Mexicana de Energía Eléctrica, A.C., formuladas en reuniones de trabajo;

Decimotercero. Que para los efectos del artículo 59 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, el proyecto de esta Resolución se hizo del conocimiento de PGPB, y que mediante escrito número GV-0195/02 de fecha 26 de abril de 2002 dicho organismo descentralizado comunicó a esta Comisión sus comentarios a la presente Resolución, mismos que son atendidos mediante Resolución número RES/066/2002, de esta misma fecha;

Decimocuarto. Que esta Resolución modifica el Régimen Transitorio, por lo que es una disposición administrativa de carácter general en términos del artículo 4 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo;

Decimoquinto. Que en términos del artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, antes de la emisión de los actos administrativos a que se refiere el artículo 4 de dicha ley se requerirá la presentación de una manifestación de impacto regulatorio ante la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (Cofemer), pero que se podrá eximir de la obligación de elaborar dicha manifestación cuando los actos administrativos no impliquen costos de cumplimiento para los particulares;

Decimosexto. Que mediante oficio número SE/UPE/400/02, de fecha 10 de abril de 2002, esta Comisión remitió a la Cofemer, por conducto de la Secretaría de Energía, el proyecto de la presente Resolución, solicitando se eximiera de la obligación de elaborar la manifestación de impacto regulatorio correspondiente, y

Decimoséptimo. Que mediante oficio número COFEME/02/464 de fecha 24 de abril de 2002, la Cofemer consideró que la expedición de la presente Resolución no implica costos de cumplimiento para los particulares, por lo que se eximió de la obligación de presentar la manifestación de impacto regulatorio correspondiente y se autorizó la publicación respectiva en el **Diario Oficial de la Federación**.

Por lo anterior, y con fundamento en los artículos 14 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 1, 2 fracción V, 3 fracciones VII y XXII, 4 y 11 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 1, 3, 4, 31, 35, 39, 59 y 69-A, 69-H, 69-L y relativos de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 7, 9 y relativos del Reglamento de Gas Natural; disposiciones 3.1, 3.3, 3.8, 8.1, 8.5, 8.6 y relativas de la Directiva sobre la Venta de Primera Mano de Gas Natural DIR-GAS-004-2000, esta Comisión Reguladora de Energía:

RESUELVE

Primero. Se modifica el Régimen Transitorio de los Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano de Gas Natural a fin de que, antes de que concluya dicho régimen, Pemex Gas y Petroquímica Básica entregue y enajene el gas objeto de los contratos celebrados conforme a la Resolución número RES/100/2001 sujetándose al régimen permanente de dichos Términos y condiciones, para lo cual las contraprestaciones correspondientes a la modalidad de entrega y demás servicios involucrados en la venta de primera mano se determinarán conforme a lo señalado en el considerando sexto.

Segundo. Se modifica el Permiso de Transporte de gas natural G/061/TRA/99, otorgado a Pemex Gas y Petroquímica Básica de modo que dicho organismo y cualquier adquirente que celebre contratos conforme a la Resolución número RES/100/2001 reserve la capacidad necesaria en el Sistema Nacional de Gasoductos, conforme a lo señalado en el considerando séptimo.

Tercero. Para los efectos del Resolutivo Segundo anterior, PGPB deberá publicar, al menos con diez días de anticipación a que se efectúe la reservación correspondiente, la capacidad disponible en los trayectos del Sistema Nacional de Gasoductos que sean necesarios para el cumplimiento de los contratos a que se refiere el Resolutivo Primero anterior, conforme a lo señalado en los considerandos séptimo y octavo.

Cuarto. En todo caso, Pemex Gas y Petroquímica Básica será responsable de respetar los derechos de sus clientes actuales referidos en el considerando décimo.

Quinto. Notifíquese a Pemex Gas y Petroquímica Básica el contenido de la presente Resolución y hágase de su conocimiento que el presente acto administrativo puede ser impugnado interponiendo en su contra el recurso de reconsideración que prevé el artículo 11 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y que el expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de esta Comisión ubicadas en Horacio 1750, colonia Polanco, Delegación Miguel Hidalgo, 11510, México, D. F.

Sexto. Publíquese esta Resolución en el **Diario Oficial de la Federación**.

Séptimo. Inscribese la presente Resolución en el registro a que se refiere la fracción XVI del artículo 3 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía bajo el número RES/064/2002.

México, D.F., a 26 de abril de 2002.- El Presidente, **Dionisio Pérez-Jácome**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Javier Estrada, Raúl Monteforte, Rubén Flores, Raúl Nocedal**.- Rúbricas.