

DECRETO SUPREMO N° 24399

31 DE OCTUBRE DE 1996

GONZALO SÁNCHEZ DE LOZADA

PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que en fecha 30 de abril de 1996 se promulgó la Ley de Hidrocarburos N° 1689,

Que la citada ley dispone su reglamentación por el Poder Ejecutivo.

EN CONSEJO DE MINISTROS,

DECRETA:

ARTÍCULO ÚNICO.- Apruébanse los siguientes reglamentos de la Ley de Hidrocarburos N° 1689 de 30 de abril de 1996, cuyos textos en anexos forman parte del presente Decreto Supremo.

- I) Reglamento de Pago de Patentes, que consta de 6 capítulos y 21 artículos.
- II) Reglamento de Comercialización de Gas, que consta de 11 capítulos y 41 artículos.

Los señores Ministros de Estado en los Despachos de Hacienda y sin Cartera Responsable de Desarrollo Económico, quedan encargados de la ejecución y cumplimiento del presente Decreto Supremo.

Es dado en el Palacio de Gobierno de la ciudad de La Paz, a los treinta y un días del mes de octubre de mil novecientos noventa y seis años.

FDO. GONZALO SÁNCHEZ DE LOZADA, Antonio Aranibar Quiroga, Carlos Sánchez Berzaín, José Otasevic Toledo, José Guillermo Justiniano Sandoval, René Oswaldo Blattmann Bauer, Fernando Candia Castillo, Freddy Teodovich Ortiz, Moisés Jarmúsz Levy, Reynaldo Peters Arzabe, Guillermo Richter Ascimaní, Alfonso Revollo Thenier, Jaime Villalobos Sanjinés.

REGLAMENTO DE PAGO DE PATENTES

CAPITULO I

AMBITO DE APLICACION

Artículo 1.- El presente reglamento tiene la finalidad de normar el capítulo I del título VII de la Ley de Hidrocarburos N° 1689 de 30 de abril de 1996, relativo al pago de patentes sobre las áreas sujetas a contratos de riesgo compartido para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos.

CAPITULO II

DENOMINACIONES

Artículo 2.- Para la aplicación del presente reglamento, se establece las siguientes denominaciones:

Fecha Efectiva.- Es la fecha a partir de la cual se contabiliza el pago de patentes.

Ley.- Es la Ley de Hidrocarburos No, 1689 de 30 de abril de 1996.

Secretaría.- Es la Secretaria Nacional de Energía.

Titular.- Es el titular de un contrato de riesgo compartido.

Y.P.F.B..- Es Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

CAPITULO III

GENERALIDADES

Artículo 3.- Y.P.F.B. pagará las patentes anuales en aplicación de los artículos 45, 46, 47 y 48 de la Ley.

Artículo 4.- Y.P.F.B. pagará las patentes tomando en cuenta la determinación sobre zonas declaradas tradicionales y no tradicionales a la fecha de suscripción del contrato de riesgo compartido resultante:

- a. de la nominación, licitación y cumplimiento de las condiciones establecidas en el Título IV, Capítulo Único de la Ley, sobre los contratos de riesgo compartido,
- b. de la conversión de los actuales contratos de operación y de asociación con Y.P.F.B. de acuerdo al Capítulo II, Título XIII sobre Disposiciones Transitorias, de la Ley y los reglamentos correspondientes.
- c. del proceso de capitalización de las unidades de exploración, explotación y comercialización de Y.P.F.B.

Artículo 5.- En el caso de que un contratista de operación o asociación con Y.P.F.B. hubiere firmado un contrato de conversión al régimen de riesgo compartido y siempre que suscriba complementariamente el contrato de riesgo compartido, la fecha efectiva para efectos de la aplicación de las patentes será la fecha de suscripción del contrato de conversión, vale decir, el 29 de julio de 1996.

En dichas circunstancias, Y.P.F.B. deberá pagar las patentes a la fecha de suscripción del contrato de riesgo compartido definitivo por el área de exploración y/o explotación establecidas en el contrato de conversión y, en su caso, tomando en cuenta la fase del período de exploración que le corresponde de acuerdo a dicho contrato

CAPITULO IV

PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DE PATENTES

Artículo 6.- Para la aplicación del mantenimiento de valor referido en los Arts. 47 y 48 de la Ley, los montos de las patentes serán ajustados de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\underline{\text{PA} = \text{PL} \times \text{TC} \times \text{ID}}$$

5.05 118.2

- a. PA son los valores ajustados de las patentes en bolivianos por hectárea,
- b. PL son los valores de las patentes establecidos en los Arts. 47 y 48 de la Ley.
- c. FC es el tipo de cambio vigente a la fecha efectiva.
- d. 5.05 es el tipo de cambio vigente en el momento de promulgación de la Ley.
- e. ID es el índice de inflación del dólar de los Estados Unidos de América basado en los precios al consumidor conforme a la publicación "International Financial Statistics" del Fondo Monetario Internacional, correspondiente al promedio del antepenúltimo mes antes del mes de la fecha efectiva.
- f. 118.2 es el índice de inflación del dólar de los Estados Unidos de América basado en los precios al consumidor conforme a la publicación "International Financial Statistics" del Fondo Monetario Internacional correspondiente al promedio del mes de enero de 1996, es decir, tres meses antes del mes de promulgación de la Ley.

Artículo 7.- Las fechas efectivas para cada contrato, a los efectos del cómputo de las patentes, serán:

- a. La fecha de suscripción del contrato de riesgo compartido y el tercer, quinto y séptimo aniversario de dicha fecha. En el caso de contratos de operación y/o asociación convertidos, la fecha de suscripción del contrato de conversión y el tercer, quinto y séptimo aniversario de dicha fecha,
- b. El primero de enero a partir del siguiente año calendario al de suscripción del contrato de riesgo compartido por las áreas de exploración, explotación y retención,
- c. La fecha de declaración de un descubrimiento comercial para la selección de un área de explotación, y
- d. La fecha de notificación a Y.P.F.B. y a la Secretaría de la selección de un área de retención, siempre que Y.P.F.B. apruebe la solicitud de dicha selección.

Artículo 8.- Las patentes a pagarse desde la fecha de suscripción de un contrato de riesgo compartido resultante de la nominación y licitación deben basarse en el, número de hectáreas del área de exploración original.

Las patentes a pagarse a la fecha de suscripción de un contrato de riesgo compartido resultante de la conversión o del proceso de capitalización deben basarse en el número de hectáreas del área de exploración y/o explotación establecidas en dicho contrato.

Las patentes a pagarse desde la fecha efectiva señalada en el inciso b) del artículo precedente deben basarse en el número de hectáreas de cada área de exploración, explotación y retención existentes al primero de enero del año calendario al que corresponde el pago de patentes.

Las patentes a pagarse a la fecha efectiva del tercer, quinto y séptimo aniversario de la fecha de suscripción del contrato deben basarse en el número de hectáreas del área de exploración retenida en dichas fechas.

Las patentes a pagarse en las fechas efectivas señaladas en los incisos e) y d) del artículo 7 del presente reglamento deben basarse en el número de hectáreas del área de retención y de explotación, respectivamente.

Artículo 9.- En la fecha efectiva señalada en el inciso b) del artículo 7 precedente, las patentes se pagarán por anualidades adelantadas.

En las fechas señaladas en los incisos a), c) y d) del mismo artículo 7, las patentes se pagarán por duodécimas, para cuyo efecto se calculará un factor de ajuste que se debe aplicar a las patentes anuales.

Este factor de ajuste se obtiene dividiendo entre doce el número de meses remanentes en el año en consideración, incluyendo el mes de la fecha efectiva.

Cuando la fecha efectiva corresponda a cualquier día del mes de enero, no se aplicará el factor de ajuste.

Artículo 10.- Y.P.F.B., calculará las patentes de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a. Para el área de exploración: multiplicando el número de hectáreas del área de exploración por el valor de la patente, de acuerdo a la escala establecida en el artículo 47 de la Ley ajustada de acuerdo a la fórmula señalada en el artículo 6 del presente reglamento. En el caso de que la fecha efectiva para el pago de esta patente corresponda al inciso a) del artículo 7 del presente reglamento, el resultado de este producto será nuevamente multiplicado por el factor de ajuste obtenido de acuerdo al artículo 9 precedente.
- b. Para el área de retención y explotación: multiplicando el número de hectáreas del área de explotación o retención por el valor de la patente establecida en el artículo 48 de la Ley ajustado de acuerdo a la fórmula señalada en el artículo 6 del presente reglamento. En el caso de que la fecha efectiva para el pago de estas patentes corresponda al inciso c) o d) del artículo 7 del presente reglamento, a la fecha de suscripción de un contrato de riesgo compartido resultante de la capitalización o a la fecha de suscripción de un contrato de conversión, el resultado de este producto será nuevamente multiplicado por el factor de ajuste obtenido de acuerdo al artículo precedente.

Artículo 11.- En el caso señalado en el inciso b) del artículo 10 para los incisos c) y d) del Art. 7, Y.P.F.B. pagará sólo el incremento en el monto de la patente por cada hectárea del área de explotación o retención seleccionada. Vale decir, que al monto calculado de acuerdo al inciso b) del artículo precedente se le deducirá el valor ya pagado en fechas anteriores del mismo año calendario por esa misma área como área de exploración.

Cuando se trate del incremento de las patentes, en aplicación de la escala establecida en el artículo 47 de la Ley, en el tercer, quinto y séptimo aniversario de la fecha de suscripción de un contrato de riesgo compartido o de un conflicto de conversión, Y.P.F.B. pagará sólo el incremento en el monto de las patentes por cada hectárea retenida, de manera que al monto

calculado de acuerdo al inciso a) del artículo precedente se le deducirá el valor ya pagado el primero de enero del mismo año calendario por esa misma área de exploración.

Artículo 12.- De acuerdo al artículo 46 de la Ley, si el área de un contrato de riesgo compartido para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos se reduce por renuncia parcial, voluntaria u obligatoria, las patentes se pagarán sólo por el área que se retenga después de la reducción y devolución a partir del primero de enero del año siguiente.

Las patentes pagadas correspondientes al año calendario durante el cual se produce la renuncia parcial no serán objeto de devolución o Compensación por los períodos comprendidos entre la fecha de la renuncia y el 31 de diciembre del mismo año calendario.

En caso de devolución total de áreas, no se devolverá las patentes pagadas durante el mismo año calendario.

CAPITULO V

CREDITO DEL TESORO GENERAL DE LA NACION

Artículo 13.- En la segunda quincena del mes de noviembre de cada año, Y.P.F.B., en base al saldo del préstamo del Tesoro General de la Nación (T.G.N.) si lo tuviera, estimará el monto total de patentes a pagarse el año siguiente, previendo la posibilidad de la suscripción de futuros contratos de riesgo compartido; dicha estimación será presentada al T.G.N. hasta el 30 de noviembre con el propósito de obtener un préstamo que facilite el pago de las patentes por parte de Y.P.F.B.

Artículo 14.- Hasta el 20 de diciembre del mismo año, el T.G.N. otorgará un crédito a Y.P.F.B. sin intereses destinado exclusivamente para el pago de patentes, por el monto estimado para la siguiente gestión.

Este préstamo se desembolsará en el curso de la gestión en valores fiscales a solicitud de Y.P.F.B. y deberá ser cancelado de acuerdo al procedimiento que se describe en el capítulo siguiente.

CAPITULO VI

CRONOGRAMA PARA EL PAGO Y REEMBOLSO DE LAS PATENTES

Artículo 15.- Quince días antes a la fecha efectiva, Y.P.F.B. informará a la Secretaría sobre el monto que le corresponde pagar por Concepto de patentes.

Artículo 16.- La Secretaría revisará los cálculos sobre los montos a pagarse y, en el plazo de ocho días después de recibir la información señalada en el art. 13 precedente, notificará a Y.P.F.B., siempre y cuando hubieren discrepancias. Si la Secretaría no responde en ese plazo, se asume su aprobación.

En caso de discrepancias, Y.P.F.B. revisará los cálculos hasta el antepenúltimo día antes de la fecha efectiva.

Artículo 17.- El antepenúltimo día antes de la fecha efectiva, Y.P.F.B. solicitará al T.G.N. desembolsar dicho crédito en su favor, por un monto similar al que debe pagar por concepto de patentes en la fecha efectiva.

Artículo 18.- En la fecha efectiva, Y.P.F.B. pagará el monto total correspondiente a las patentes con valores fiscales, depositando las mismas en la cuenta del T.G.N. en el Banco Central de Bolivia.

El T.G.N. establecerá los mecanismos de asignación automática de estos recursos en favor de la Secretaría, en la cantidad requerida para cubrir su presupuesto aprobado mediante Ley Financial.

Una vez efectuado el pago de las patentes en el Banco Central de Bolivia, Y.P.F.B. deberá entregar a la Secretaría y a los titulares una copia de la certificación del pago efectuado.

Artículo 19.- Los reembolsos se harán efectivos de acuerdo con el artículo 49 de la Ley.

Artículo 20.- En el plazo de 24 horas de efectuado el reembolso, Y.P.F.B, depositará en el Banco Central en la cuenta del Tesoro General de la Nación los montos por concepto de patentes.

Artículo 21.- Los montos reembolsados a Y.P.F.B. por este concepto constituirán un gasto a contabilizar por el titular que efectúa el reembolso para fines del cálculo del impuesto sobre las utilidades de las empresas.

En el caso de que el titular contabilice los reembolsos por patentes como gastos de exploración o explotación, ya no podrá nuevamente deducir dichos reembolsos por concepto de tributos pagados, en aplicación de lo dispuesto por el artículo 14 del Decreto Supremo N° 24051 reglamentario de la Ley N° 843 modificada.

REGLAMENTO DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS

CAPITULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1.- Este reglamento establece, los procedimientos para la implementación de los artículos 5, 24, 81, y 85 de la Ley de Hidrocarburos N° 1689 con relación a la comercialización de gas natural, el rol de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (Y.P.F.B.) y el rol de Superintendencia de Hidrocarburos (SIRESE).

Artículo 2.- Para la aplicación del presente reglamento se establecen las siguientes definiciones y denominaciones:

Ley.- Es la Ley de Hidrocarburos N° 1689 del 30 de abril de 1996.

MMBtu.- Millones de Unidades Térmicas Británicas (British Thermal Units).

Productor.- Es el titular de un contrato de riesgo compartido o un contratista de un contrato de operación ó el operador de un contrato de riesgo compartido, quien es el responsable para la comercialización de toda la producción bajo el contrato.

Reservas Probadas.- Es la cantidad estimada de hidrocarburos que de acuerdo al análisis de las informaciones geológicas e ingeniería de reservorios, demuestran con una razonable certeza que, en el futuro, serán recuperables los hidrocarburos de los reservorios bajo condiciones económicas y operacionales existentes. Los reservorios son considerados con reservas probadas, cuando han demostrado la capacidad de producir ya sea por la actual producción o pruebas concluyentes de la formación geológica.

El área de un reservorio considerado con reservas probadas, es aquella porción delimitada por perforaciones y definida por los contactos gas - petróleo y gas - agua o limitado por una deformación estructural o lenticular del reservorio y, en ausencia de contactos de fluidos, el

mas bajo acontecimiento estructural de hidrocarburos en los límites probados del reservorio. El área probada de un reservorio también puede incluir las porciones adyacentes no delimitadas por perforaciones, pero las cuales pueden ser evaluadas como económicamente productivas, sobre la base de la información geológica e ingeniería de reservorios disponibles al momento en que se efectúa la estimación,

Reservas Probadas Desarrolladas.- Son las reservas probadas estimadas a ser recuperadas a través de los pozos existentes. Las reservas en reservorios probados penetrados por pozos que normalmente no están siendo producidos son consideradas como reservas probadas desarrolladas, si se anticipa que tales reservas serán recuperadas a través de los pozos existentes requiriendo no más que operaciones de reacondicionamiento de pozos.

Reservas Probadas No Desarrolladas.- Son las reservas económicamente recuperables estimadas que existen en reservorios probados, que serán recuperadas por pozos a ser perforados en el futuro. Las reservas estimadas en áreas no perforadas están incluidas como reservas probadas, si ellas son consideradas como tales por el análisis de la información de los pozos existentes.

Reservas Probadas No Contratadas.- Son las reservas probadas que no están sujetas a un contrato de venta.

Reservas Probadas Exportables No Contratadas.- Son las reservas probadas no contratadas menos las reservas probadas que los productores han reservado para la protección del suministro del consumo interno, conforme al procedimiento establecido en las cláusulas 16 y 17 del presente reglamento.

Volumen. - Es el volumen de gas natural convertido en su equivalencia técnica expresada en MMBtu's.

CAPITULO II

FUNCIONES DE Y.P.F.B. Y EL COMITE DE AGREGACION

Artículo 3.- La unidad de contratación de Y.P.F.B, será la responsable de todas la funciones de contratante relativas a este reglamento, con los contratos de exploración y producción, específicamente, para:

- a. Recolectar la información de los productores;
- b. Sistematizar y publicar los informes de reservas, conforme a los procedimientos establecidos en este reglamento.

Artículo 4.- La unidad de agregación del gas natural de Y.P.F.B., Agregador, será responsable de las funciones comerciales relativas a la implementación de los acuerdos de venta de gas para la exportación al Brasil y a la Argentina, existentes a la fecha de promulgación de la Ley y en forma específica:

- a. para la agregación de los volúmenes; y
- b. como cargador en el gasoducto al Brasil desde Río Grande hasta la frontera boliviana.

Las actividades del Agregador forman parte de las funciones de administración de los contratos. El monto necesario para cubrir todos los costos del Agregador en relación a sus funciones bajo este reglamento, será incluido en el presupuesto de Y.P.F.B., deduciéndolo del 6% de la participación en su favor de acuerdo al numeral 3 del artículo 50 y el numeral 2 inciso a) del artículo 72, de la Ley.

Artículo 5.- Las funciones del Agregador dependerán y estarán fiscalizadas por el Comité de Agregación, el mismo que estará constituido de la siguiente manera:

- a. El Secretario Nacional de Energía, que actuará Como Presidente del Comité;
 - b. El Presidente de Y.P.F.B.;
 - c. Un representante del productor que tenga mayor producción de gas natural;
 - d. Un representante del productor que tenga la segunda mayor producción de gas natural;
- y

- e. Un representante de los demás productores de gas natural, que será nombrado por la Cámara Nacional de Hidrocarburos y que actuará como Secretario del Comité.

Artículo 6.- Las funciones básicas del Comité de Agregación serán las siguientes, con carácter enunciativo y no limitativo:

- a. Fiscalización de la administración del Agregador en todos los aspectos.
- b. Aprobación de cualquier contrato y arreglo con Y.P.F. S.A. o con PETROBRAS.
- c. Aprobación de las ofertas del Agregador a los productores conforme al artículo 24 de este Reglamento.

Para el cumplimiento de las labores asignadas al Comité, la Secretaria Nacional de Energía elaborará el reglamento de su organización y responsabilidades específicas, en el plazo de treinta (30) días después del cierre del proceso de capitalización de Y.P.F.B.

CAPITULO III

FUNCIONES DE SIRESE EN RELACION A LA COMERCIALIZACION DE GAS NATURAL

Artículo 7.- La Superintendencia de Hidrocarburos del sistema de regulación sectorial SIRESE, será la responsable de las siguientes funciones en relación al presente reglamento:

- a. Establecer de acuerdo con el artículo 24 de la Ley, los volúmenes requeridos para satisfacer demanda del consumo interno de gas natural y cumplir con los contratos de exportación referidos en el artículo 4 de este reglamento; y
- b. Conceder los permisos de exportación requeridos por el artículo 7 de este reglamento.

CAPITULO IV

RESERVAS DE HIDROCARBUROS Y SU ADMINISTRACION

Artículo 8.- La unidad de contratación de Y.P.F.B., determinará las reservas probadas. en términos de MMBtu, con fecha efectiva al 1º de enero de cada año calendario. por cada área de contrato y para cada productor; así como el total para Bolivia.

La unidad de contratación de Y.P.F.B. determinará también las reservas probadas no - contratadas para cada productor y el total para Bolivia, según:

- a. Las reservas probadas de gas natural en el área de contrato; menos.
- b. Los volúmenes que ya se encuentran bajo contrato.

La unidad de Contratación de Y.P.F.B. deberá contratar los servicios de una firma consultora de prestigio internacional, para que en consulta con los productores, puedan cumplir los objetivos de este artículo. Los costos del estudio de consultoría en relación con estas tareas, deberán ser recuperados de los productores en base a las reservas probadas.

La firma consultora deberá emitir un reporte anual con relación a los aspectos anteriores, incluyendo el detalle de:

- i) Reservas probadas de gas natural: desarrolladas y no desarrolladas;
- ii) Reservas probadas de gas natural: existentes y nuevas tal como están definidas en el Reglamento de Hidrocarburos Nuevos y Existentes;
- iii) Las curvas de declinación para cada reservorio con reservas probadas; y
- iv) Reservas probables.

La información y los reportes anteriores deberán ser preparados para tenerlos disponibles hasta el 1 de abril de cada año calendario.

En el caso que durante el año se disponga de información importante, como resultado de las pruebas y perforación de pozos, el productor involucrado podrá contratar a la misma firma consultora, pagando con sus propios recursos para preparar el correspondiente ajuste a las reservas estimadas. La información resultante deberá ser proporcionada a la unidad de

contratación de Y.P.F.B. y tal información deberá ser tomada en cuenta para los propósitos de los artículos 15, 16, y 33 del presente reglamento.

El reporte anual de reserva, así como cualquiera de las revisiones conocidas, deben ser publicados por la unidad de contratación tan pronto estén disponibles.

Para la aplicación de este reglamento se considerará para el año que se inicia el 1º de enero de 1997 el 75% de las reservas probables como probadas y para el año que se inicia el 1º de enero de 1998 el 50% de las reservas probables como probadas.

CAPITULO V

CONSUMO INTERNO DE GAS NATURAL CATEGORIAS Y SU ADMINISTRACION

Artículo 9.- El consumo interno de gas natural comprende las siguientes Categorías:

- a. El consumo propio de los productores en las operaciones de explotación;
- b. Cualquier volumen quemado o venteado con la aprobación de la Secretaría Nacional de Energía;
- c. El consumo propio de gas por los productores con propósitos de reinyección;
- d. El gas de proceso en plantas y tratamiento, incluyendo la disminución volumétrica, como consecuencia de las operaciones de producción de GLP y otros líquidos.
- e. Consumo en refinerías y en operaciones de comercialización;
- f. Combustible y pérdidas en los ductos en territorio boliviano;
- g. Plantas de generación eléctrica para Bolivia o suministro de electricidad de exportación;
- h. Requerimiento de las compañías distribuidoras de gas natural por redes.
- i. Otros usuarios o consumos en Bolivia; en la industria, comercio, transporte y petroquímica; y
- j. Pérdidas o ajustes en relación a los incisos anteriores.

Artículo 10.- La unidad de contratación de Y.P.F.B. proveerá al SIRESE de la información de los productores bajo las regulaciones aplicables, correspondientes a los usos indicados en a), b), c) y d) del artículo precedente.

Artículo 11.- El SIRESE, es responsable de establecer los usos del gas natural indicados en los incisos e) hasta el j) del artículo 9 precedente y, juntamente con la información proporcionada por la unidad de contratación de Y.P.F.B. indicada en el artículo precedente, sistematizará y mantendrá estadísticas y proyecciones detalladas del uso del gas natural en Bolivia sobre una base anual.

Artículo 12.- Cualquier productor podrá libremente comercializar su gas en el mercado interno, por los volúmenes y plazos que excedan de aquellos indicados en el artículo 13.

Los productores están obligados a informar a SIRESE de los detalles de sus convenios y contratos de venta, para el mercado interno y para la exportación, de acuerdo a las regulaciones de este reglamento.

CAPITULO VI

DERECHOS Y OBLIGACIONES PARA EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL PARA CONSUMO INTERNO

Artículo 13.- Los derechos y obligaciones de Y.P.F.B. con respecto al suministro de gas natural para consumo interno en Bolivia, concluido el proceso de capitalización, serán asumidas por las empresas capitalizadoras SAM (A) y SAM (B) en relación a:

- a. Los contratos de Y.P.F.B. existentes, bajo los términos y condiciones de tales contratos; y
- b. Otros compromisos de suministro de gas natural adquiridos por Y.P.F.B., en volúmenes promedio suministrados durante el año calendario de 1996 y para un término de 5 años después de la promulgación de la Ley.

Los volúmenes a ser suministrados bajo los incisos a) y b), por cada contrato y compromiso, se distribuirán en un 60 % para la SAM (A) y 40 % para la SAM (B), basadas en las respectivas reservas probadas de gas natural.

Artículo 14.- SIRESE determinará los volúmenes que cada productor de gas natural debe reservar para el consumo interno, desde el 1º de enero de cada año calendario. Dicha determinación consistirá en;

- a. La proyección de volúmenes requeridos para los usos conforme a las categorías a), b), c) y d) del artículo 9 conforme para el primer año calendario bajo consideración y por los próximos nueve (9) años calendario; y
- b. Los usos correspondientes a las categorías e), f), g), h), i), y j) del artículo 9, para el año anterior multiplicado por diez (10).

La unidad de contratación de Y.P.F.B. suministrará anualmente a SIRESE con la información requerida de las previsiones en el inciso a) de este artículo.

SIRESE completará al primero de abril para el año en consideración la determinación para el total del consumo interno.

Artículo 15.- Antes del 1º de abril de cada año calendario, SIRESE deberá determinar el déficit de las reservas probadas al 1º de enero de ese año, requerida para la protección del consumo interno, sobre la base de:

- a. las necesidades de acuerdo con el artículo 14 ; menos
- b. los volúmenes contratados de acuerdo con los artículos 12 y 13.

Artículo 16.- Cada productor deberá reservar una porción de sus reservas probadas no contratadas para la protección del suministro del mercado interno. Con anterioridad al 1º de abril de cada año calendario, SIRESE determinará el porcentaje, efectivo al 1º de enero de ese

año que cada productor deberá reservar de sus reservas probadas no contratadas para la protección del mercado interno, sobre la base de:

- a. el déficit determinado de acuerdo al artículo 15, dividido por ;
- b. el total de reservas probadas no contratadas.

El SIRESE deberá informar a la unidad de contratación de ese porcentaje y esta unidad informará a cada productor de esos porcentajes. Tal información será publicada.

No obstante lo anterior, un productor no podrá ser obligado a alterar un contrato de suministro de gas para la exportación para atender el consumo interno.

Artículo 17.- Los arreglos entre productores de gas sobre reservas probadas no contratadas que han reservado para suministrar y proteger el mercado interno, son intercambiables entre dichos productores y están permitidos con la condición de que el total del déficit permanezca inalterable. Las copias de tales arreglos deberán ponerse en conocimiento tanto de SIRESE como del Agregador.

CAPITULO VII

DERECHOS Y OBLIGACIONES PARA EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL PARA LA EXPORTACIÓN A LA ARGENTINA Y BRASIL

Artículo 18.- El Agregador será responsable para la agregación de la producción de gas natural boliviano con la finalidad de cumplir con el suministro de los contratos de exportación con Y.P.F. S.A. de Argentina y PETROBRAS del Brasil, acordados con anterioridad a la fecha efectiva de la Ley. El rol de este Agregador concluirá cuando estos contratos, incluyendo la extensión del contrato de venta a la Argentina negociada con anterioridad a la vigencia de este reglamento, expiren.

Artículo 19.- Con respecto al contrato de exportación a la Argentina y su extensión hasta el 31 de marzo de 1999, los productores. por una parte, y la y SAM (A) y la SAM (B),

conjuntamente, por la otra, tendrán el derecho de mantener las ventas en los volúmenes establecidos bajo sus contratos de venta existentes. Los volúmenes para la exportación por las SAM (A) y SAM (B) deberán ser suministrados en un 60 % por la SAM (A) y un 40 % por la SAM (B).

Artículo 20.- Los contratos para la exportación de los productores de gas con Y.P.F.B., serán acordados en base a las mismas condiciones en las que Y.P.F.B. suscribió contratos con Y.P.F. SA. y PETROBRAS (contratos "back to back") y los derechos y obligaciones contractuales del Agregador, incluyen pero no están limitados a las obligaciones y derechos de Entregar o Pagar, Transportar o Pagar, y de Recibir o Pagar (Take or Pay). Estas obligaciones serán traspasadas a los productores en la proporción volumétrica de su participación contratada en la exportación. En los contratos "back to back" se incluirá también previsiones en relación a las especificaciones, balances, penalidades, garantías, fuerza mayor y cualquier otra previsión que fuera relevante,

El Agregador deberá efectuar los arreglos para que el comprador efectúe los pagos directamente a los productores y al transportista del gasoducto al Brasil, o dichos pagos podrán efectuarse a través de cuentas en un banco de fideicomiso.

Cualquier contrato de suministro de gas proveniente de reservas probadas no desarrolladas, deberá contener la obligación del productor para desarrollarlas y poner a disposición aquellas reservas de acuerdo a los requerimientos de exportación del Agregador. Los productores estarán obligados a tener la necesaria capacidad en línea no mas tarde de la fecha establecida contractualmente con el Agregador.

Artículo 21.- Como agente y en representación de los productores, será responsabilidad del Agregador contratar como cargador en el gasoducto al Brasil, desde Río Grande hasta la frontera Bolivia - Brasil, bajo la modalidad de un servicio de transporte firme, correspondiente a los compromisos de volumen de exportación del contrato de exportación al Brasil con PETROBRAS referido en el artículo 18.

CAPITULO VIII
PROCEDIMIENTO DE ASIGNACIÓN DE VOLÚMENES DE GAS NATURAL
PARA LA EXPORTACIÓN

Artículo 22.- Los productores que actualmente están suministrando el gas de exportación bajo el contrato con la Argentina, tendrán la prioridad de cambiar a los contratos de exportación que tiene el Agregador con Petrobras en el caso de que los volúmenes contratables con el Argentina se reduzcan o el contrato concluya. Este cambio se efectuará sobre la base de los volúmenes establecidos en el artículo 19 y estarán sujetos a las correspondientes curvas de declinación sobre la base de las reservas probadas establecidas en fecha de 30 de abril 1996, conforme al Reglamento de Hidrocarburos Existentes y Nuevos.

Artículo 23.- Periódicamente el Agregador identificará los siguientes requerimientos de exportación para el gas:

- a. Requerimientos para los compromisos previos de exportación debido a:
 - i) Una reducción en las reservas probadas de cualquier productor que resulta del artículo 8 precedente;
 - ii) Cualquier falla del productor para suministrar las cantidades de gas contratadas a través del Agregador, incluyendo las reducciones de capacidad como resultado de lo señalado en el artículo 29 precedente;
 - iii) Un déficit de la capacidad de producción, como resultado de la reducción deliberada del productor de acuerdo con el artículo 30 precedente;
 - iv) Cualquier volumen requerido para el inicio de los despachos de exportación de gas al Brasil. después de la aplicación del artículo 22 precedente.
 - v) Nuevas exportaciones de gas, debido a cualquier volumen incremental requeridos para la exportación de gas al Brasil bajo el contrato existente

Artículo 24.- Identificado los requerimientos de suministro de gas para la exportación, el Agregador informará de esta situación al Comité de Agregación, debiendo obtener de ellos

su aprobación. para luego ofrecer a todos los productores los volúmenes requeridos correspondientes. El ofrecimiento deberá contener los siguientes aspectos:

- a. El total de volumen, el requerimiento de inicio de los despachos y la proyección de los despachos anuales;
- b. Cualquier variación diaria y mensual;
- c. Detalle de los precios;
- d. Cualquier otra condición pertinente; y
- e. La proforma de contrato "back to back".

En relación a los precios indicados en el inciso c), el Agregador podrá ofrecer contratos con precios promedios ponderados o precios específicos para determinadas porciones de los acuerdos contractuales existentes,

Artículo 25.- Dentro del mero de tiempo especificado en la invitación del Agregador, cualquier productor podrá presentar una oferta de suministro de volúmenes de gas de exportación requeridos de acuerdo al artículo precedente. En su oferta el productor deberá indicar los volúmenes máximos conforme al artículo 30 y los volúmenes mínimos anuales que está dispuesto a contratar. Si su oferta es aceptada por el Agregador, el productor está obligado a contratar al precio y a las especificaciones establecidas en la invitación.

Artículo 26.- En el caso de que las ofertas excedan los volúmenes requeridos por el Agregador, éste asignará a cada uno de los productores que han presentado ofertas de acuerdo al artículo anterior, los correspondientes volúmenes de gas en base de sus reservas probadas exportables no contratadas sujetos a la cláusula de preferencia 21.2 del Contrato de Compra - Venta de Gas Natural firmado entre Y.P.F.B. y PETROBRAS, en fecha 16 de agosto de 1.996.

En la eventualidad que los volúmenes de exportación asignados por el Agregador sean menores a los requerimientos mínimos anuales requeridos por uno o mas de los productores, el Agregador determinará un factor para cada productor que consistirá en la siguiente relación:

- a. el volumen mínimo anual que requiere el productor para firmar el contrato, dividido por:
- b. las reservas probadas exportables no contratadas del productor.

Esta relación se denominará "Factor de Eliminación" (F.E.).

El Agregador eliminará al productor que obtenga el mayor valor de F.E. y reasignará los volúmenes de gas entre los productores remanentes que hayan participado en la oferta conforme al artículo 25. Si en este proceso resultara que la asignación a cualquier productor sea menor a su especificación mínima solicitada, se hará una eliminación posterior con el mismo procedimiento repitiendo tantas veces sea necesario hasta asignar los volúmenes entre los productores remanentes.

El Agregador entrará en contratos back to back con los productores remanentes por las cantidades asignadas.

El Agregador proveerá detalles de los procedimientos de asignación a todos los productores que hayan ofertado el suministro de gas.

Artículo 27.- En la eventualidad que las ofertas de los productores sean insuficientes en relación a los volúmenes requeridos para la exportación, el Agregador, previo conocimiento y aprobación del Comité de Agregación, procederá de la siguiente manera:

- a. Emitirá el informe correspondiente a todos los productores
- b. En el caso de las posibilidades de exportación, que todavía no estén sujetas a la obligación de Deliver or Pay, el Agregador informará al comprador que los volúmenes no están disponibles y puede proponer renegociar el contrato o tomar otras medidas de suministro, incluyendo la posibilidad de proponer a los productores, que ellos suministren los volúmenes de gas deficitarios comprándolos fuera de Bolivia.
- c. En el caso en que los requerimientos de exportación estén sujetos a la obligación de "Deliver or Pay", el Agregador procederá de la siguiente manera:

- i) Si el déficit de suministro resultase por las razones a) - i) o a) - ii) del artículo 23 el Agregador tomará las medidas razonables para la estructuración de los volúmenes correspondientes, incluyendo:
 - A) Ofrecer contratos de suministro a corto plazo a cualquier productor que pueda proveer dichos volúmenes acelerando la producción de sus reservas;
 - B) Proponer a los productores la compra de los volúmenes requeridos fuera de Bolivia,
 - C) Negociar con los usuarios del mercado interno, con contratos interrumpibles, para desviar tales suministros temporalmente a los requerimientos de exportación.

El Agregador requerirá que el productor involucrado en la falla de suministro, sea el responsable por el pago obligatorio de una penalidad igual al monto del "Deliver or Pay" potencialmente incurrido. Estos montos serán depositados en fideicomiso y podrán ser utilizados para las acciones indicadas en A), B), C) y inciso e) ii) del presente artículo.

- ii) En el caso donde el déficit de suministro no resultase de las razones a) - i) o a) - ii) del artículo 23 anterior, el Agregador puede tomar cualquier medida necesaria para estructurar los volúmenes necesarios, incluyendo aquellos indicados en la sub - secciones, A), B) y C) del presente artículo.

Con respecto al período en que el Agregador no tenga éxito con las medidas mencionadas, las obligaciones resultantes por "Deliver or Pay", serán asumidos por Y.P.F.B. y el Estado Boliviano.

Artículo 28.- Anualmente el Agregador requerirá de cada productor, antes del 15 de noviembre, que demuestre su capacidad de producción necesaria para el año calendario siguiente. tomando en cuenta:

- a. La capacidad de producción de los pozos, incluyendo cualquier limitación de la producción como resultado de los requerimientos, de conservación;
- b. La capacidad del sistema de recolección;

- c. La capacidad de los ductos conectados de los campos de gas productores al sistema de transporte de exportación;
- d. La capacidad de las plantas de procesamiento y tratamiento, y
- e. Cualquier otro factor de limitación física que pueda impedir el despacho y suministro de los volúmenes de exportación comprometidos.

Artículo 29.- En la eventualidad que un productor sea incapaz de demostrar que la capacidad instalada es suficiente para satisfacer los volúmenes comprometidos para el siguiente año, en adición a la penalidad establecida en el artículo 27, los derechos del productor para el suministro de los volúmenes requeridos, serán reducidos por el término del período remanente del contrato correspondiente.

A su sola discreción, el Agregador puede restablecer los volúmenes contractuales del productor después del 15 de noviembre del siguiente año, en tanto el productor haya demostrado satisfactoriamente que la capacidad de producción requerida ha sido restituida.

Artículo 30.- Cualquier productor tendrá el derecho de informar al Agregador que desea voluntariamente producir a una relación menor para el suministro del contrato de exportación, sí:

- a. Las condiciones del reservorio necesitan bajar el ritmo de la producción para una recuperación óptima de los hidrocarburos;
- b. El desarrollo de la capacidad de producción, en opinión del productor, no es económicamente justificable; y
- c. Cualquier otra razón justificable que el productor y el Agregador acuerden.

En caso que el productor reduzca voluntariamente el régimen de producción de ciertas reservas, dicho productor tendrá el derecho a reemplazar el déficit de producción acelerando la producción de otras reservas, sujetas siempre a las condiciones de las regulaciones aplicables.

Artículo 31.- El Agregador puede tomar cualquier medida necesaria para cubrir los déficit diarios o mensuales de acuerdo con sus contratos "back to back" con los productores.

Artículo 32.- Cuando los despachos de exportación son reducidos por fallas en la recepción por el comprador, el Agregador prorrateará este mercado de suministro reducido, sobre la base de volúmenes contratados con los productores. El Agregador hará los arreglos para que el comprador pague directamente a los productores cualquier monto que resulte del "Take or Pay" de acuerdo con los contratos "back to back". Los volúmenes reducidos durante el período que dure la falla en la recepción, no podrán ser vendidos a otros compradores.

Artículo 33.- Los productores tendrán la obligación de mantener reservas probadas exportables no contratadas para cumplir los compromisos de exportación a Brasil hasta la terminación de este contrato.

El porcentaje de las reservas probadas exportables no contratadas que cada productor necesita para cumplir los compromisos de exportación, será determinado como sigue:

- a. El compromiso del volumen remanente de exportación del Agregador, dividido por;
- b. El total de reservas probadas exportables no contratadas.

Artículo 34.- Las obligaciones contractuales de los productores con el Agregador para los compromisos de exportación, pueden ser intercambiables a través de compromisos entre los productores, con la condición de que el total de los compromisos permanezca inalterable, Los compromisos entre los productores serán comunicados tanto a SIRESE como al Agregador.

CAPITULO IX

LIBRE EXPORTACIÓN DEL GAS NATURAL

Artículo 35.- Cuando los acuerdos de suministro indicados en el artículo 18 expiren o cuando los volúmenes excedan a los indicados en el mencionado artículo los productores

podrán vender libremente su gas natural, sujetos únicamente a las estipulaciones del artículo 24 y las estipulaciones de este Reglamento.

Artículo 36.- Para la exportación del gas producido en Bolivia, el productor deberá obtener de SIRESE el "Permiso de Exportación de Gas Natural", excepto cuando el Agregador desvíe temporalmente el suministro del mercado interno por un plazo corto y para satisfacer las obligaciones de exportación de Entregar o Pagar ("Deliver or Pay").

El productor deberá requerir tal permiso de exportación en forma escrita de SIRESE, detallando los volúmenes anuales y totales a ser exportados, acompañando su requerimiento con los informes que sustenten tal solicitud.

SIRESE concederá el Permiso de Exportación de Gas Natural dentro de los 30 días desde de que el productor haya efectuado su solicitud, para el volumen que no exceda las reservas probadas exportables no contratadas del productor, Estas reservas para cada productor serán determinadas como las reservas probadas no contratadas del productor, menos las reservas probadas no contratadas que el productor ha reservado para la protección del suministro del consumo interno, de acuerdo al artículo 16 y sujeto a cualquier arreglo de intercambio que pueda haberse hecho conforme al artículo 17 del presente reglamento.

SIRESE podrá negar el Permiso de Exportación de Gas Natural solamente si el requerimiento no está de acuerdo con estas regulaciones. En caso de que SIRESE no responda dentro los 30 días de recibida la solicitud del productor, el Permiso de Exportación del Gas Natural será considerado como concedido y SIRESE deberá en consecuencia extenderle dicho documento, en forma perentoria; o en su defecto este permiso será concedido por el Ministro de Desarrollo Económico, previo examen de los antecedentes.

No se requiere ningún permiso de exportación para el gas que se ha importado a Bolivia y sea reexportado de Bolivia. Sin embargo se debe informar a SIRESE y al Agregador de dichos volúmenes.

Artículo 37.- Cualquier volumen de reservas probadas exportables no contratadas, en exceso a los volúmenes contratados por el productor con el Agregador, para atender los compromisos de exportación especificados en el artículo siguiente podrá ser comercializado y exportado directamente por el productor.

La exportación libre de gas deberá estar sujeta a la emisión de un certificado por el Agregador, que acredite que tales volúmenes no son requeridos para los compromisos de exportación referidos en el artículo siguiente.

Artículo 38.- Los compromisos de exportación del Agregador referidos en el Artículo precedente consisten en:

- a. Los volúmenes contratados por Y.P.F.B. para la exportación a la Argentina hasta el 31 de marzo de 1999; más
- b. Los volúmenes contratados por Y.P.F.B. para exportación al Brasil por un período de 20 años, a partir de la fecha en que se encuentren concluidas y en condiciones de operar las instalaciones para producción, transporte y entrega del gas en el lado boliviano y las de recepción y transporte del gas en el lado brasileño; menos
- c. Cualquier volumen dedicado al contrato de exportación al Brasil que haya sido suministrado por importación de otros países.

Artículo 39.- Antes del 1º de enero de cada año, el Agregado informará a sus productores contratistas de los compromisos remanentes contractuales de exportación. Bajo ninguna circunstancia los volúmenes acumulados de los compromisos de exportación indicados en los incisos a) y b) del artículo precedente, comenzando el 1º de enero de 1996, podrán exceder de 7.000.000.000 MMBtu's.

CAPITULO X

CONCEPTO Y PROCEDIMIENTO FISCAL

Artículo 40.- El concepto y procedimiento para la exportación de gas natural a la República de Argentina y Brasil para fines fiscales se sujetará:

1. Y.P.F.B. es el contratista global de los contratos de exportación;
2. Y.P.F.B. no es vendedor del gas natural. sólo agrega los volúmenes requeridos y no cobra comisión alguna por el servicio prestado;
3. Y.P.F.B, entrega el gas agregado a los compradores;
4. Los vendedores facturarán a nombre de los compradores en la Argentina y Brasil y, entregarán las facturas a Y.P.F.B.;
5. Y.P.F.B, enviará las facturas indicadas en el numeral anterior a los compradores, a tiempo de entregar el gas natural. Esta operación constituye exportación por parte de los vendedores para fines impositivos;
6. Los compradores pagarán directamente a los vendedores; y
7. Los vendedores serán directamente responsables de las obligaciones y derechos tributarios emergentes de su facturación.

CAPITULO XI

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 41.- Los precios de venta del gas natural para el mercado interno en el período de cinco (5) años de promulgada la Ley de Hidrocarburos, serán como sigue:

- a. Los precios de venta establecidos contractualmente, se mantendrán por el término establecido en los respectivos contratos
- b. En los casos que no se tienen contratos suscritos o cuando los contratos existentes concluyan dentro del periodo de los cinco (5) años. el precio de venta a las plantas termoeléctricas, industriales, empresas distribuidoras de gas natural por redes, se calculará de la siguiente manera:
 - i) Se determinará el precio ponderado de venta de exportación a la Argentina y Brasil puesto en Boca de Pozo.

- ii) Al monto señalado en i) se sumará la tarifa de transporte del gas natural para el consumo interno.
- iii) El valor de ii) se multiplicará por el factor 1.1494, y el resultado será el precio de venta en el punto de entrega en el mercado interno para los productores y cargadores