

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA

Resolución 46-E/2017

Ciudad de Buenos Aires, 02/03/2017

VISTO el Expediente N° EX-2017-03016580-APN-DDYME#MEM, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley N° 17.319 establece que las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos se desarrollarán conforme a las disposiciones de dicha ley y las reglamentaciones que dicte el PODER EJECUTIVO NACIONAL (Artículo 2°), quien tiene a su cargo fijar la política nacional con respecto a tales actividades, teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad (Artículo 3°).

Que el Artículo 97 de la Ley N° 17.319 prevé que la aplicación de dicha Ley compete a la ex SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA Y MINERÍA o a los organismos que dentro de su ámbito se determinen, con las excepciones determinadas por el Artículo 98 de la citada Ley.

Que a su vez, la Ley N° 26.741 determina que el PODER EJECUTIVO NACIONAL, en su calidad de autoridad a cargo de la fijación de la política en la materia, arbitrará las medidas conducentes al logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones.

Que el Decreto N° 13 de fecha 10 de diciembre de 2015 modificó la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por el Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones, y se creó el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, que absorbió las funciones de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA, dependiente del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS.

Que el Artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por el Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones, asignó la competencia en materia de energía y las atribuciones que la Ley N° 27.007 asigna a los órganos del ESTADO NACIONAL al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

Que mediante el Decreto N° 272 de fecha 29 de diciembre de 2015 fueron atribuidas al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA las competencias asignadas por el Decreto N° 1277 de fecha 25 de julio de 2012, reglamentario de la Ley N° 26.741, a la entonces COMISIÓN DE PLANIFICACIÓN Y COORDINACIÓN ESTRATÉGICA DEL PLAN NACIONAL DE INVERSIONES HIDROCARBURÍFERAS.

Que el Artículo 3° de la Ley N° 26.741 contempla, entre los principios de la política hidrocarburífera de la REPÚBLICA ARGENTINA, la maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo.

Que teniendo en cuenta las pautas y principios referidos en los considerandos anteriores, el Gobierno Nacional impulsó el diálogo entre los Sindicatos de la Industria, las Empresas del Sector y los

respectivos Gobiernos Provinciales para acelerar el desarrollo y la producción del gas natural proveniente de reservorios no convencionales en la Cuenca Neuquina.

Que como consecuencia de dicho diálogo se acordaron sendas adendas a los convenios colectivos de trabajo de petroleros y jerárquicos con el fin de atender las particulares características de la explotación de gas natural proveniente de reservorios no convencionales.

Que por otra parte el Gobierno de la Provincia del NEUQUÉN ha manifestado su voluntad de no aumentar la carga tributaria a la actividad y mejorar, con la colaboración del ESTADO NACIONAL, la infraestructura logística de la Provincia.

Que por su lado diversas empresas productoras de hidrocarburos han expresado su compromiso en orden a incrementar las inversiones en el desarrollo de los recursos provenientes de reservorios no convencionales en la cuenca.

Que los reservorios no convencionales están caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactadas de baja permeabilidad y porosidad, que impiden que el fluido migre naturalmente y por lo cual la producción comercial resulta posible únicamente mediante utilización de tecnologías de avanzada.

Que el Gobierno Nacional ha puesto de manifiesto su voluntad de establecer un programa de incentivo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales, con miras a acelerar el paso de la etapa piloto a la etapa de desarrollo de las concesiones de explotación correspondientes.

Que en dicho marco resulta necesario crear un “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” (en adelante el “Programa”) que permita precisar un horizonte de precios previsible a los efectos de promover el incremento de las inversiones y la producción de hidrocarburos proveniente de reservorios no convencionales.

Que podrán adherir al Programa las empresas titulares de concesiones de explotación ubicadas en la Cuenca Neuquina, que cuenten con un plan de inversión específico para su participación en el mismo, aprobado por la Autoridad de Aplicación Provincial y que cuente con la conformidad del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, a través de la SECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS.

Que en forma semestral, la Autoridad de Aplicación Provincial efectuará el control y certificación de inversiones previstas en el plan de inversión mencionado en el considerando anterior, informando a la SECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS, aquellas concesiones incluidas que deban ser dadas de baja del Programa.

Que a los efectos del cálculo de las compensaciones previstas en el Programa, se establece un valor mínimo para remunerar la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales, al que se le restará el precio efectivo, calculado en función del precio de venta correspondiente a la producción de gas.

Que para el cálculo del precio efectivo, el precio de venta a considerar será el precio medio de todas las ventas de gas natural de cada empresa al mercado interno, incluyendo gas de origen convencional y no convencional, con el fin de evitar distorsiones en la asignación de contratos de compraventa entre distintas cuencas productivas y/o áreas de concesión y/o mercados.

Que a los efectos de hacer más eficiente el cobro de los incentivos previstos en el Programa, se establecerá un mecanismo de compensación provisorio sujeto a ajuste posterior mediante los mecanismos implementados al efecto.

Que las empresas deberán informar los volúmenes de gas natural provenientes de reservorios no convencionales y los precios de todas las ventas de gas natural de las empresas que adhieran al Programa, en forma de declaración jurada y certificados por auditores independientes, ante la SECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS, podrán ser auditados por cuenta propia o a través de terceros.

Que la DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS JURÍDICOS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en ejercicio de las facultades conferidas por el Artículo 23 nonies de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por el Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y modificaciones y el Artículo 3° del Decreto N° 272 de fecha 29 de diciembre de 2015.

Por ello,

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1° — Créase el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” (en adelante el “Programa”), que como Anexo (IF-2017-03032241-APN-SSEP#MEM) forma parte integrante de la presente resolución, destinado a incentivar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales en la Cuenca Neuquina.

ARTÍCULO 2° — Facúltase a la SECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA a administrar, ejecutar e implementar bajo su órbita el Programa creado por el Artículo 1° de la presente resolución.

ARTÍCULO 3° — Los sujetos interesados en participar del Programa que cumplan con los requisitos establecidos en el Anexo de la presente resolución, podrán requerir su adhesión ante la SECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS.

ARTÍCULO 4° — El Programa tendrá vigencia desde la publicación de la presente resolución en el Boletín Oficial y hasta el 31 de diciembre de 2021.

ARTÍCULO 5° — Los gastos que demande el cumplimiento de la presente resolución serán atendidos con cargos a las partidas específicas del presupuesto de la Jurisdicción 58 - MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.

ARTÍCULO 6° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional de Registro Oficial y archívese. — Juan José Aranguren.

ANEXO

BASES Y CONDICIONES DEL PROGRAMA DE ESTÍMULO A LAS INVERSIONES EN DESARROLLOS DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL PROVENIENTE DE RESERVORIOS NO CONVENCIONALES (el Programa)

I. Definiciones.

A los fines del presente Programa, se adoptan las siguientes definiciones:

1. Gas No Convencional: es el gas proveniente de reservorios de gas natural caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactadas de baja permeabilidad y porosidad, que impiden que el fluido migre naturalmente y por lo cual la producción comercial resulta posible únicamente mediante utilización de tecnologías de avanzada (“Tight Gas” o “Shale Gas”).
2. Concesión/es Incluida/a: son aquellas concesiones que producen Gas No Convencional, ubicadas en la Cuenca Neuquina, que cuenten con un plan de inversión específico para su participación en el presente Programa, aprobado por la Autoridad de Aplicación Provincial, con la conformidad de la SECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS para ser incluidas en el Programa. El cumplimiento del referido plan será verificado en forma semestral por la Autoridad de Aplicación Provincial, quien efectuará el control y certificación de inversiones previstas, informando a la SECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS aquellas Concesiones Incluidas que hubieran incumplido dichas inversiones a los fines de su baja del Programa.
3. Producción Incluida: es la producción de Gas No Convencional a ser comercializada proveniente de una Concesión Incluida; esto es, el gas natural acondicionado en condición comercial, excluyendo los consumos internos en yacimiento.
4. Precio Mínimo: (i) 7,50 USD/MMBTU para el año calendario 2018, (ii) 7,00 USD/MMBTU para el año calendario 2019, (iii) 6,50 USD/MMBTU para el año calendario 2020, (iv) 6,00 USD/MMBTU para el año calendario 2021.
5. Precio Efectivo: es el precio promedio ponderado por volumen del total de ventas de gas natural de cada empresa al mercado interno, incluyendo gas de origen convencional y no convencional, según lo previsto en el Punto IV del presente Anexo.
6. Compensación Unitaria: es la que resulte de restar el Precio Efectivo del Precio Mínimo, cuando dicha diferencia sea mayor a cero; o en su defecto será cero.
7. Compensación/es: es el producto entre la Producción Incluida y la Compensación Unitaria.
8. SRH: la SECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA.
9. Pago Provisorio Inicial: es el pago equivalente al OCHENTA Y CINCO POR CIENTO (85%) de la Compensación calculada en base a las proyecciones informadas por la empresa, para los meses comprendidos entre el mes posterior al de la presentación de la solicitud de adhesión al Programa y el mes de inclusión de la empresa al Programa, y entre el mes posterior de la solicitud de incorporación al Programa de una nueva concesión y la incorporación de dicha Concesión Incluida; ello sin perjuicio de lo previsto en el último párrafo del Punto II del presente Anexo.
10. Pago Provisorio: es el pago equivalente al OCHENTA Y CINCO POR CIENTO (85%) de la Compensación calculada en base a las proyecciones presentadas por la empresa, para el mes inmediato anterior a aquél en que se emita una orden de pago.

11. Ajuste de Pago: es la diferencia entre la Compensación calculada en función de la información contenida en la Declaración Jurada presentada por la empresa a la SRH y la Compensación incluida en el Pago Provisorio Inicial o en el Pago Provisorio de los meses o del mes correspondiente.

II. Adhesión al Programa.

Podrán adherir al presente Programa las empresas que tengan derecho a producción de Gas No Convencional proveniente de concesiones ubicadas en la Cuenca Neuquina, las que deberán estar inscriptas en el Registro Nacional de Empresas Petroleras previsto en la Resolución N° 407/2007 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA y sus normas complementarias.

Las empresas interesadas en adherir al presente Programa deberán solicitar su inclusión a la SRH, presentando una nota de adhesión con la siguiente información: (i) listado de concesiones a incluir con el soporte documental necesario para acreditación del derecho a la producción de las mismas, (ii) para cada concesión a incluir, una nota de la Autoridad de Aplicación Provincial correspondiente por la que se haya aprobado el plan de inversiones específico para su participación en el presente Programa y su inclusión en el mismo, (iii) proyección mensual de Producción Incluida discriminada por cada concesión participante durante la vigencia del Programa y (iv) proyección mensual de Precio Efectivo durante la vigencia del Programa.

Para cada concesión a incluir se deberá presentar ante la SRH el esquema de medición y producción independiente con el que se manejará la Producción Incluida, el cual deberá ser de entera satisfacción de la SRH.

La SRH evaluará las presentaciones, solicitando las aclaraciones y/o modificaciones que considere necesarias, y notificará a las empresas su inclusión, de corresponder.

De adicionarse nuevas concesiones a aquellas informadas en la nota de adhesión al Programa, las empresas deberán presentar la información mencionada precedentemente para cada concesión a incluir.

De darse de baja las Concesiones Incluidas, las empresas que hayan adherido al Programa, deberán notificar a la SRH la baja del Programa de Concesiones Incluidas mencionando la fecha en que debe considerarse dicha baja.

La SRH podrá disponer la baja de la empresa en el Programa cuando se verifique omisión, inexactitud o falseamiento de la información provista por la empresa en su solicitud de adhesión al Programa, inclusión de una nueva concesión, o durante su ejecución, así como en caso que los valores de los contratos de suministro utilizados para acreditar los precios del gas natural comercializados fueran, a criterio de la SRH, irrazonables o injustificados en las condiciones de mercado vigentes. Asimismo, la SRH podrá determinar la baja de Concesiones Incluidas en los casos en que la Autoridad de Aplicación Provincial informe el incumplimiento del plan de inversiones comprometido.

La inclusión y/o la baja de la empresa al Programa y/o de las Concesiones Incluidas serán informadas por la SRH a la Autoridad de Aplicación Provincial.

Con la excepción de lo previsto en el Punto III del presente Anexo (COMIENZO ANTICIPADO EMPRESAS PLAN GAS II), el pago de la primera Compensación por Producción Incluida bajo el presente Programa será el correspondiente al mes posterior al que la empresa haya presentado la solicitud de inclusión al Programa, o el mes de enero de 2018, el que fuese posterior.

III. COMIENZO ANTICIPADO EMPRESAS PLAN GAS II.

Las empresas participantes del “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida” (PLAN GAS II) creado por la Resolución N° 60/2013 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas de la ex SECRETARIA DE POLÍTICA ECONÓMICA Y PLANIFICACIÓN DEL DESARROLLO del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS PÚBLICAS que adhieran al presente Programa podrán recibir Compensaciones, de corresponder, a partir del mes siguiente al mes en que se presente la solicitud de inclusión de la empresa al Programa o de la incorporación al Programa de Concesiones Incluidas con posterioridad.

A los efectos de las Compensaciones correspondientes al año 2017, se utilizará como Precio Mínimo el establecido en el presente Programa para el año 2018.

Asimismo para el cálculo del Precio Efectivo durante el año 2017 para dichas empresas se considerará el precio de la inyección excedente previsto en el Plan Gas II que corresponda, según lo previsto en dicho programa.

IV. CÁLCULO DEL PRECIO EFECTIVO.

A los efectos del cálculo del Precio Efectivo, se definen los siguientes lineamientos:

1. Para las ventas al mercado denominadas en dólares estadounidenses se tomará el valor nominal en dólares estadounidenses.
2. Para las ventas al mercado denominadas en pesos se tomara la equivalencia en dólares estadounidenses utilizando el tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina (divisas) del día anterior a la fecha de vencimiento de la factura.

3. No se considerarán tasas de interés, o intereses por mora en los pagos, ni cualquier componente vinculado al tiempo de pago de los precios de venta al mercado.

4. Mientras se encuentre vigente el PLAN GAS III, la Producción Incluida y el Precio Efectivo para las empresas beneficiarias de dicho Programa deberá calcularse excluyendo los volúmenes provenientes de los Nuevos Proyectos de Gas Natural considerados en el mismo.

V. PAGOS.

Las Compensaciones derivadas del presente Programa se abonarán, para cada Concesión Incluida, en un OCHENTA Y OCHO POR CIENTO (88%) a las empresas incluidas en el presente Programa y en un DOCE POR CIENTO (12%) a la Provincia correspondiente a cada Concesión Incluida en el Programa.

El monto a abonar en cada caso a cada empresa y a cada Provincia comprenderá, en el mismo pago, las Compensaciones referidas a la totalidad de las Concesiones Incluidas que correspondan a dicha empresa o Provincia, según el caso.

Las órdenes de pago se realizarán en pesos, convirtiendo el monto de Compensación calculado en dólares estadounidenses al tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina (divisas) del último día hábil del mes, al que corresponden los volúmenes de Producción Incluida sujetas a tal Compensación.

V.1. PAGO PROVISORIO INICIAL.

La SRH emitirá una orden de pago correspondiente al Pago Provisorio Inicial, antes del último día hábil del mes siguiente al de la inclusión de la empresa en el Programa o de la incorporación al Programa de una nueva Concesión Incluida o el mes de febrero de 2018, de corresponder.

Dentro de los VEINTE (20) días del mes posterior al que se emita la orden de Pago Provisorio Inicial, la empresa presentará ante la SRH una Declaración Jurada, certificada por auditores independientes, incluyendo la Producción Incluida y el Precio Efectivo para los meses incluidos en la orden de Pago Provisorio Inicial junto con una actualización, de corresponder, de las proyecciones mensuales de Producción Incluida y Precio Efectivo. La información consignada en la Declaración Jurada podrá ser auditada por la SRH, por sí o a través de terceros.

El mes posterior al que la empresa presente la Declaración Jurada referida en el párrafo anterior, junto con la emisión de la orden de Pago Provisorio correspondiente a dicho mes, se realizará un Ajuste de Pago sujeto a dicha Declaración Jurada, que podrá ser positivo o negativo.

V.2. PAGO PROVISORIO.

Antes del último día hábil de cada uno de los meses posteriores a aquél en que se emita la orden de Pago Provisorio Inicial, la SRH emitirá una orden de Pago Provisorio correspondiente a la Compensación del mes inmediato anterior. Dicha Compensación será calculada en base a las proyecciones enviadas por la empresa.

Dentro de los VEINTE (20) días del mes posterior al que se emita cada orden de Pago Provisorio, la empresa presentará ante la SRH una Declaración Jurada certificada por auditores independientes, incluyendo la Producción Incluida y el Precio Efectivo para el mes inmediato anterior a cada orden de Pago Provisorio, junto con una actualización, de corresponder, de las proyecciones mensuales de Producción Incluida y Precio Efectivo. La información consignada en la Declaración Jurada podrá ser auditada por la SRH, por sí o a través de terceros.

Cada mes posterior al que la empresa presente la Declaración Jurada referida en el párrafo anterior, junto con la emisión de la orden de Pago Provisorio correspondiente a dicho mes, se realizará un Ajuste de Pago sujeto a dicha Declaración Jurada, que podrá ser positivo o negativo.

V.3. CONDICIONES PARA ACCEDER A LAS COMPENSACIONES PROVISORIAS.

Para acceder al mecanismo de compensación provisorio previsto en V.1. y V.2. sujeto al ajuste posterior en los términos previstos en el Programa, las empresas deberán constituir un seguro de caución, mediante pólizas aprobadas por la SUPERINTENDENCIA DE SEGUROS DE LA NACIÓN, extendidas a favor del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, cuyas cláusulas se ajusten a las condiciones que indique la SRH, quien podrá establecer los montos de la caución, requisitos de solvencia que deberán reunir las compañías aseguradoras con el fin de preservar el eventual cobro del seguro de caución y, en su caso, solicitar la sustitución de la compañía de seguros cuando durante la vigencia del PROGRAMA la aseguradora originaria deje de cumplir los requisitos que se hubieran requerido.

En caso de no constituirse la caución descrita en el párrafo precedente, las Compensaciones serán pagadas a partir de las Declaraciones Juradas.

V.4. DISPOSICIONES COMUNES A LAS COMPENSACIONES.

Sin perjuicio de la información contenida en las Declaraciones Juradas, la empresa deberá notificar a la SRH cualquier circunstancia que modifique en forma sustancial los valores proyectados, o cualquier otra información presentada que afecte los pagos a ser realizados en forma inmediata.

Los pagos serán efectuados dentro de los VEINTE (20) días hábiles de emitida la respectiva orden de pago.

VI. CONTROL DE VOLÚMENES DE PRODUCCIÓN.

Sin perjuicio de las auditorías sobre los valores de Producción Incluida y Precio Efectivo que las autoridades competentes pudieran realizar, la SRH procederá a corroborar la veracidad de las Declaraciones Juradas de Producción Incluida de la siguiente manera:

1. Respecto a los volúmenes correspondientes a los puntos de ingreso al Sistema de Transporte de Gas Natural (TGN-TGS Gasoductos operados por alguna Licenciataria del Servicio de Distribución regulada por ENARGAS) la SRH enviará al ENARGAS los volúmenes de Producción Incluida presentados por las empresas dentro de los CINCO (5) días hábiles de recibida la información y el ENARGAS, en un plazo de VEINTE (20) días hábiles emitirá un informe, dirigido a la SRH, mediante el cual verificará los volúmenes de inyección.

2. Respecto a los puntos previos al PIST, la SRH verificará los resultados de las mediciones de los volúmenes pertenecientes a cada Punto de Medición de Gas (PMG) instalado por cada empresa, conforme a la Resolución N° 318/2010 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA dentro de los VEINTICINCO (25) días hábiles de recibida la información. Dichos volúmenes únicamente se computarán en la medida en que cada empresa haya colocado los medidores mencionados en un todo de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 318/2010 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA.

Una vez completados los informes de verificación, la SRH ajustará las Compensaciones, según corresponda.