



## HIDROCARBUROS

**Decreto 484/2022**

**DCTO-2022-484-APN-PTE - Decreto N° 277/2022. Reglamentación.**

Ciudad de Buenos Aires, 12/08/2022

VISTO el Expediente N° EX-2022-70016680-APN-SE#MEC, las Leyes Nros. 17.319, 24.076 y 26.741, los Decretos Nros. 892 del 13 de noviembre de 2020, 76 del 11 de febrero de 2022, 277 del 27 de mayo de 2022 y sus respectivas normas modificatorias y complementarias, y

CONSIDERANDO:

Que mediante los artículos 2° y 3° de la Ley N° 17.319 se estableció que el PODER EJECUTIVO NACIONAL fijará la política nacional con respecto a las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos, las cuales estarán a cargo de empresas estatales, empresas privadas o mixtas, todo ello de conformidad con lo determinado en la mencionada norma y en las reglamentaciones que al respecto dicte el PODER EJECUTIVO NACIONAL, teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos y manteniendo reservas que aseguren esa finalidad.

Que el desarrollo del sector hidrocarburífero argentino resulta de crucial importancia para el desarrollo macroeconómico del país, estableciendo las bases de un crecimiento sostenible e inclusivo, de carácter federal, que garantice una expansión secular del empleo, la producción y las exportaciones.

Que resulta de interés general asegurar el abastecimiento del mercado interno de gas natural y de petróleo crudo, de acuerdo con lo establecido en las Leyes Nros. 17.319 y sus modificaciones y 24.076 y sus modificaciones.

Que la REPÚBLICA ARGENTINA presenta un déficit recurrente en la balanza comercial energética, donde las importaciones de gas y de gasoil explican mayormente la canasta importadora de nuestro sector energético, por lo que es necesario ocuparse activamente de esta problemática.

Que en el artículo 3° de la Ley N° 26.741 se establecieron como principios de la política hidrocarburífera de la REPÚBLICA ARGENTINA: (i) la promoción del empleo de los hidrocarburos y sus derivados como factor de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y de las provincias y regiones; (ii) la conversión de los recursos hidrocarburíferos en reservas comprobadas y su explotación y la restitución de reservas; (iii) la integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales; (iv) la maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo; (v) la incorporación de nuevas tecnologías y modalidades de gestión que contribuyan al mejoramiento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y la promoción del desarrollo



tecnológico en el país con ese objeto; (vi) la promoción de la industrialización y la comercialización de los hidrocarburos con alto valor agregado; (vii) la protección de los intereses de los consumidores y las consumidoras relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos y (viii) la obtención de saldos de hidrocarburos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos, garantizando la explotación racional de los recursos y la sustentabilidad de su explotación, para el aprovechamiento de las generaciones futuras.

Que el Decreto N° 277/22 se dictó para atender a la necesidad de desarrollar activa y aceleradamente las capacidades productivas del sector hidrocarburífero y minimizar el impacto del contexto internacional sobre los precios de los hidrocarburos y, con ello, sobre la balanza comercial y las finanzas públicas de la REPÚBLICA ARGENTINA.

Que mediante el citado decreto se crearon el “Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo” (RADPIP) y el “Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural” (RADPIGN), que establecen un marco normativo apropiado para que las productoras de hidrocarburos cuenten con las reglas de acceso a divisas necesarias para impulsar la inversión del sector, para posibilitar luego la industrialización del gas natural, del petróleo crudo y de sus derivados.

Que, asimismo, a través del mencionado Decreto N° 277/22 se establece un “Régimen de Promoción del Empleo, del Trabajo y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera (RPEPNIH)”, con la finalidad de promover e incrementar el valor agregado regional y nacional en la cadena de valor de la actividad hidrocarburífera.

Que resulta necesario reglamentar el marco normativo establecido por el citado decreto por la presente medida.

Que el servicio jurídico permanente del MINISTERIO DE ECONOMÍA ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente medida se dicta en uso de las atribuciones conferidas por el artículo 99, incisos 1 y 2 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA

DECRETA:

ARTÍCULO 1°.- Establécese que serán considerados beneficiarios del “Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo” (RADPIP) y del “Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural” (RADPIGN) creados por los Títulos I y II del Decreto N° 277/22, los sujetos inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras –Sección Productoras- regulado mediante la Disposición N° 337 del 9 de diciembre de 2019 de la ex-SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS Y COMBUSTIBLES de la entonces SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del entonces MINISTERIO DE HACIENDA, que sean titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el ESTADO NACIONAL, las Provincias o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, según corresponda; previo cumplimiento de los requisitos exigidos en este decreto y sus normas



complementarias.

Las beneficiarias y los beneficiarios podrán, a los fines de propiciar las inversiones necesarias para incrementar la producción de las áreas hidrocarburíferas bajo su titularidad, presentarse conjuntamente con otras personas jurídicas, las que serán consideradas como terceros asociados siempre y cuando cumplan los recaudos exigidos en este decreto y sus normas complementarias y acrediten fehacientemente un vínculo contractual con la beneficiaria o el beneficiario de al menos DOCE (12) meses, con una inversión mínima efectivizada de DÓLARES ESTADOUNIDENSES CINCUENTA MILLONES (USD 50.000.000), en los términos que establezca la Autoridad de Aplicación.

Los terceros asociados accederán al beneficio de los regímenes referidos en el porcentaje de la producción incremental denunciado por la beneficiaria o el beneficiario, y aprobado por la Autoridad de Aplicación, en cada oportunidad en la que se solicite el reconocimiento del beneficio.

ARTÍCULO 2º.- Las personas que resulten beneficiarias del Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo (RADPIP) o del Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural (RADPIGN) regulados en los Títulos I y II del Decreto N° 277/22, y sus terceros asociados, podrán solicitar el reconocimiento de los beneficios correspondientes a partir del tercer trimestre de 2022, previo cumplimiento de los requisitos y dentro de los plazos que establezca la SECRETARÍA DE ENERGÍA, la cual validará, junto con las demás áreas competentes, el cumplimiento de dichos requisitos conforme el procedimiento que determine la Autoridad de Aplicación.

El reconocimiento del beneficio deberá ser solicitado dentro del plazo perentorio de QUINCE (15) días hábiles posteriores a la finalización de cada trimestre. La SECRETARÍA DE ENERGÍA y la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP) instrumentarán las medidas complementarias, en el marco de sus respectivas competencias, para que el proceso de reconocimiento del beneficio concluya en un plazo no mayor a NOVENTA (90) días corridos a partir del cierre del trimestre por el cual se solicita. Cumplidos los recaudos pertinentes, la SECRETARÍA DE ENERGÍA expedirá un certificado que será notificado por nota a las beneficiarias o los beneficiarios, a la AFIP y al BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (BCRA). La SECRETARÍA DE ENERGÍA establecerá los requisitos formales de admisión de las beneficiarias o los beneficiarios y de los terceros asociados. Asimismo, podrá modificar los criterios de inclusión de los terceros asociados referidos en el artículo 1º del presente decreto, sin afectar el carácter de tercero asociado de quienes lo hayan adquirido con anterioridad.

La información deberá ser presentada en formato de declaración jurada y, en caso de omisión, falsedad o inconsistencia les será de aplicación lo dispuesto en el artículo 29 del Decreto N° 277/22. Asimismo, la SECRETARÍA DE ENERGÍA podrá suspender el beneficio o descontar automáticamente de futuros beneficios los certificados emitidos con base en los datos falseados u omitidos, sin perjuicio de las sanciones que pudieran corresponder en materia cambiaria.

La SECRETARÍA DE ENERGÍA verificará el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Régimen previsto en el Título III del Decreto N° 277/22, a cuyo efecto se la faculta para el dictado de las normas complementarias correspondientes. La ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP) y el BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (BCRA), en el marco de sus respectivas competencias, informarán a la



SECRETARÍA DE ENERGÍA cualquier incumplimiento o inconsistencia respecto de los regímenes estatuidos en el Decreto N° 277/22.

ARTÍCULO 3°.- Con el fin de definir la Línea Base correspondiente al RADPIP, se considera como tal a la producción de petróleo crudo correspondiente al período de enero a diciembre de 2021, ambos inclusive, proveniente de las áreas de titularidad de la beneficiaria o del beneficiario.

Se tomará la información de producción de petróleo crudo por área y conformación de consorcio, incluyendo la Producción Primaria, Secundaria, Asistida y Condensado, publicada oficialmente por la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

Para el presente régimen, y solo a los efectos de la aplicación del ajuste de la Línea Base por calidad de petróleo crudo, se considerará como petróleo crudo menor a TREINTA GRADOS (30°) API al producido proveniente de las áreas ubicadas en las cuencas Cuyana y del Golfo San Jorge de las que la beneficiaria o el beneficiario sea titular.

En el resto de las cuencas se podrán considerar petróleos crudos con más de TREINTA GRADOS (30°) API a aquellos cuya densidad, cargada en forma de declaración jurada en las bases de datos oficiales publicadas por la SECRETARÍA DE ENERGÍA durante 2021, supere los TREINTA GRADOS (30°) API, con una tolerancia del CINCO POR CIENTO (5 %), en función de la siguiente fórmula:

$$^{\circ}\text{API} = (141,5/\text{densidad}) - 131,5$$

Al momento de solicitar el reconocimiento del beneficio, las beneficiarias y los beneficiarios deberán informar las cesiones de porcentaje de titularidad efectuadas y/o la adquisición de nuevos porcentajes de participación, acompañando la documentación correspondiente.

Encomiéndase a la SECRETARÍA DE ENERGÍA la definición del procedimiento aplicable para el cálculo y reconocimiento de los beneficios en caso de cesión total o parcial de titularidad de áreas contemplando que, para el caso del cesionario, la Línea Base sea incrementada a partir de la fecha de notificación a la Autoridad de Aplicación de la efectiva aprobación de la cesión por parte de la Autoridad Concedente, mientras que para la o el cedente sea disminuida a los DOCE (12) meses de dicha notificación, siempre que hubiese producción incremental en el área cedida.

ARTÍCULO 4°.- Establécese, a los efectos del cálculo de la Producción Incremental Trimestral del RADPIP, que se tomará en cada trimestre la producción de petróleo crudo de la beneficiaria o del beneficiario correspondiente a los últimos DOCE (12) meses (P12), incluyendo al trimestre de que se trate, conforme al siguiente cálculo:

$$\text{Producción Incremental Trimestral} = (P12 - \text{Línea Base})/4$$

En cada oportunidad en la que la beneficiaria o el beneficiario solicite el reconocimiento del beneficio, cerrado el trimestre, deberá presentar el cálculo estimado de su Producción Incremental Trimestral, la que estará sujeta a la verificación por parte de la Autoridad de Aplicación conforme al procedimiento que al efecto se establezca.



ARTÍCULO 5°.- A los fines dispuestos en el artículo 5° del Decreto N° 277/22, entiéndese como pertenecientes al mismo grupo económico la vinculación de la beneficiaria o del beneficiario en contratos asociativos contemplados en el Capítulo 16 del Título IV del Libro III del Código Civil y Comercial de la Nación, como así también a la participación de la beneficiaria o del beneficiario en empresas controladas y/o la participación de empresas controlantes en la de la beneficiaria o del beneficiario.

Las personas beneficiarias deberán presentar ante la Autoridad de Aplicación una declaración jurada que contenga su composición accionaria directa e indirecta acompañada, de corresponder y por única vez, de los contratos de asignación de producción entre cotitulares de una misma concesión de explotación, preexistentes a la entrada en vigencia del Decreto N° 277/22.

ARTÍCULO 6°.- A los efectos del inciso a) del artículo 7° del Decreto N° 277/22, entiéndese por Cobertura del Mercado Interno de Petróleo Crudo (CMIPC) al resultado que surge de aplicar la siguiente fórmula a cada beneficiaria o beneficiario en cada trimestre que solicite el beneficio del RADPIP:

$$CMIPC = \frac{\text{Producción beneficiario} - \text{Exportaciones beneficiario}}{\text{Capacidad máxima de refinación total del sistema}}$$

A los efectos del presente decreto se asume que la diferencia entre la producción y la exportación de cada beneficiaria o beneficiario, depreciando variaciones de stock, representa su producto destinado al mercado local.

En cada trimestre esta fórmula se aplicará sobre una ventana móvil que incluye los DOCE (12) meses precedentes al cierre de este. Para esta fórmula se establecen las siguientes definiciones:

Producción beneficiario: es la producción de petróleo de cada beneficiaria o beneficiario acumulada en los DOCE (12) meses precedentes al cierre de cada trimestre, por área y conformación de consorcio, publicada por la SECRETARÍA DE ENERGÍA y expresada en metros cúbicos.

Exportaciones beneficiario: es el volumen de exportaciones de petróleo acumuladas en los DOCE (12) meses precedentes al cierre de cada trimestre, publicadas por la SECRETARÍA DE ENERGÍA y expresadas en metros cúbicos (m3). A los efectos del cálculo de exportaciones de cada beneficiaria o beneficiario se tomarán en cuenta los volúmenes comercializados directa e indirectamente, incluyendo aquellos exportados por terceros que comercialicen crudo que haya producido la beneficiaria o el beneficiario.

Capacidad máxima de refinación total del sistema: es la sumatoria de los valores máximos mensuales procesados de petróleo por cada compañía en el último quinquenio, multiplicada por DOCE (12) y expresada en metros cúbicos, según la base de datos oficiales publicada por la SECRETARÍA DE ENERGÍA. La Autoridad de Aplicación podrá actualizar esta fórmula cada DOS (2) años, en caso de variación de la capacidad de refinación del sistema.

En cada oportunidad en la que la beneficiaria o el beneficiario solicite el reconocimiento del beneficio deberá presentar una declaración jurada conteniendo su estimación de la Producción y de las Exportaciones.

ARTÍCULO 7°.- A los efectos de lo establecido en el inciso b) del artículo 7° y en el inciso b) del artículo 16 del Decreto N° 277/22, entiéndese que la reversión del declino técnico ajustado es solo para producción convencional



de petróleo crudo y gas natural de cualquiera de las cuencas productivas del país.

Los puntos porcentuales adicionales estarán definidos por el Beneficio por Reversión del Declino Técnico Ajustado (BRDTA) y calculados de la siguiente manera:

$$BRDTA = \frac{\sum_i^n B_{ji} * P_{ji}^c}{P_j^T} * 100$$

Siendo:

$P_j^T$  = Producción total de la empresa j

$P_{ji}^c$  = Producción convencional de la empresa j en la cuenca i

$B_{ji}$  = Beneficio de la empresa j en la cuenca i

El beneficio a ponderar que la empresa obtenga en cada cuenca ( $B_{ji}$ ) será definido como:

5% si  $DO_{ij} > DTA_i$

2.5% si  $DTA_i > DO_{ij} > DTE_i$

0% si  $DO_{ij} < DTE_i$

En donde  $DO_{ij}$  es el Declino Observado de la empresa j en la cuenca i y será calculado como la tasa de variación de la producción total de la empresa j en la cuenca i, entre el momento t-12 y el momento t ( $P_{t-12;t}$ ), respecto de la producción total entre el momento t-15 y el momento t-3 ( $P_{t-15;t-3}$ ), siendo t el mes en el que se realiza el cálculo para el beneficio. Esto es:

$$DO_{ij} = \frac{P_{t-12;t}}{P_{t-15;t-3}} - 1$$

En donde  $DTE_i$  es el Declino Técnico Estimado de la cuenca i, y se define como el promedio ponderado del declino productivo por cohorte anual de pozos para cada cuenca. El declino de cada cohorte será obtenido por estimaciones estadísticas que minimizan el impacto de nuevos pozos y de otras variables explicativas en la estimación del declino, en los términos que establezca la Autoridad de Aplicación.

Finalmente,  $DTA_i$  es el Declino Técnico Ajustado de la cuenca i, que se define como el promedio ponderado del  $DTE_i$  y el Declino Observado de la cuenca i,  $DO_i$ , siendo este último el promedio de los declinos anuales de la producción en la cuenca, desde 2007 en adelante, en los términos que defina la Autoridad de Aplicación.

Tanto el  $DTA_i$  como el  $DTE_i$  serán publicados por la Autoridad de Aplicación en un plazo no mayor a SESENTA (60) días a partir de la publicación del presente decreto en el BOLETÍN OFICIAL, y podrán ser actualizados cada DOS (2) años, permaneciendo constantes durante dicho período.

ARTÍCULO 8°.- Establécese que el incentivo mencionado en el inciso c) del artículo 7° del Decreto N° 277/22 es aplicable solo a pozos con producción convencional exclusiva de petróleo crudo.





Se entiende por pozo inactivo o cerrado a aquellos pozos productores de petróleo en los que la producción haya cesado por razones técnicas o económicas. Deben tener producción nula durante los últimos DOCE (12) meses y haber sido informados a la Autoridad de Aplicación como “en estudio” o “parados transitoriamente”.

Se entiende por Pozo de Baja Productividad a aquellos pozos de petróleo cuya producción, ya sea por limitaciones técnicas o declinación natural de los reservorios, haya sido menos de DOS METROS CÚBICOS POR DÍA (2 m<sup>3</sup>/día) en promedio, respecto del tiempo de producción efectiva, durante el año 2021 o en los últimos DOCE (12) meses anteriores a incluirlos en el proyecto con los terceros recuperadores.

Se entiende por terceros recuperadores a aquellas empresas regionales o nacionales, según lo establecido en la presente reglamentación, a las que la beneficiaria o el beneficiario le haya encomendado la actividad de recuperación en proyectos de Pozos de Baja Productividad y/o Inactivos, conforme se los define en el presente decreto.

Al momento de la adhesión al RÉGIMEN DE ACCESO A DIVISAS PARA LA PRODUCCIÓN INCREMENTAL DE PETRÓLEO (RADPIP), las beneficiarias o los beneficiarios deberán presentar un listado con la totalidad de los pozos que durante el año 2021 cumplan con la condición de baja productividad o previamente inactivos o cerrados, en los términos definidos en el presente decreto, ubicados en las áreas en las que sean titulares, los que serán validados por la Autoridad de Aplicación.

El beneficio dispuesto en el inciso c) del artículo 7° del mencionado decreto será aplicable cuando la producción incremental de petróleo obtenida por la beneficiaria o el beneficiario en asociación con terceros recuperadores, durante los últimos DOCE (12) meses en pozos declarados como de baja productividad o previamente inactivos o cerrados, supere el CINCO POR CIENTO (5 %) de la producción total de la beneficiaria o del beneficiario en dicho tipo de pozos en el año 2021.

ARTÍCULO 9°.- A los efectos de lo establecido en el inciso d) del artículo 7° del Decreto N° 277/22, entiéndese por servicio de fractura de Empresas Nacionales o Regionales a la inyección de un “fluido de fractura” que abra fisuras microscópicas en la roca, previo a la extracción no convencional de hidrocarburos, la cual consiste en el bombeo de los fluidos desde el pozo hacia la superficie para la separación de los hidrocarburos y almacenamiento para su posterior uso.

Las beneficiarias o los beneficiarios deberán proveer a la Autoridad de Aplicación la documentación respaldatoria que certifique que al menos el DIEZ POR CIENTO (10 %) del total de las contrataciones en servicios de fractura durante los últimos SEIS (6) meses previos a la fecha de publicación del beneficio, en los términos definidos en el presente artículo, son realizados por Empresas Regionales o Nacionales.

Se entiende por Empresas Regionales a aquellas empresas cuyo asiento principal del negocio por grupo económico, en los términos del artículo 5° del presente decreto, se encuentre sobre la cuenca productiva donde brinde el servicio; y por empresas nacionales a aquellas cuyo asiento principal del negocio por grupo económico, en los términos del mencionado artículo 5°, se encuentre por fuera de la cuenca productiva destinataria del servicio, en el territorio nacional.



Se considerará cumplimentado el requisito de "contenido nacional", establecido en el referido inciso d) del artículo 7º del Decreto N° 277/22, cuando el monto de divisas, directas e indirectas, adquiridas en el Mercado Libre de Cambios por la empresa nacional o regional prestadora de servicios durante los últimos DOCE (12) meses, respecto del valor bruto del servicio ofrecido por la empresa durante el mismo período (Ratio de Dependencia de Divisas- RDD), no supere el porcentaje establecido por la Autoridad de Aplicación, con posibilidad de ser revisado cada CUATRO (4) años. Para el cálculo de este ratio, no se tomará en cuenta la erogación de divisas asociadas a las compras de partes y bienes de capital requeridos para importar o fabricar inicialmente los sets de fractura que no cuenten con oferta nacional, siempre que la sumatoria de las partes involucradas no superen el OCHENTA POR CIENTO (80 %) del valor del bien final, en los términos que defina la Autoridad de Aplicación.

Se entiende por divisas directas a aquellas adquiridas por el proveedor regional o nacional de servicios especiales en el Mercado Libre de Cambios por todo concepto en el período de referencia que corresponda, y se entiende por divisas indirectas a aquellas adquiridas en el Mercado Libre de Cambios por el primer anillo de proveedores del mismo, destinadas a las operaciones con el proveedor regional o nacional.

Asimismo, deberán presentarse semestralmente por declaración jurada, las ventas, el listado de primer anillo de proveedores y las importaciones directas e indirectas de los proveedores de servicios de fractura nacionales y regionales, en cumplimiento con la metodología definida por la Autoridad de Aplicación y deberán ser entregadas a la beneficiaria o al beneficiario para su posterior remisión a la SECRETARÍA DE ENERGÍA. El proveedor de servicios de fractura nacional o regional manifestará en dicha declaración jurada su conformidad para que la Autoridad de Aplicación solicite a los organismos de control que considere necesarios la evaluación de la veracidad de la información suministrada.

Para la obtención del beneficio establecido en el mencionado inciso d) del artículo 7º del Decreto N° 277/22, las beneficiarias o los beneficiarios del régimen creado por el Título I de dicha norma deberán garantizar que sus proveedores de servicios de fractura regionales y nacionales presenten semestralmente, en concepto de declaración jurada y en los términos que defina la Autoridad de Aplicación, la información necesaria para el cálculo del Ratio de Dependencia de Divisas.

La AFIP deberá remitir a la SECRETARÍA DE ENERGÍA el citado Ratio de Dependencia de Divisas sectorial para el año 2021.

ARTÍCULO 10.- A los efectos de lo establecido en el inciso e) del artículo 7º del Decreto N° 277/22, la Autoridad de Aplicación definirá, en colaboración con las provincias que correspondan según el área evaluada, las áreas marginales o localizadas en regiones o cuencas con producción convencional exclusiva en proceso de declinación productiva, siempre que cumplan con al menos UNO (1) de los siguientes criterios:

- a. Áreas que cuenten mayoritariamente con yacimientos cuya producción promedio por pozo activo en los últimos DOCE (12) meses sea menor o igual a DOS METROS CÚBICOS POR DÍA (2 m<sup>3</sup>/día);
- b. Áreas que cuenten mayoritariamente con yacimientos en los que no se hayan registrado nuevos pozos en estado de Extracción Efectiva durante los últimos TRES (3) años;



c. Áreas que cuenten mayoritariamente con yacimientos en los que en la última certificación de reservas presentada a la Autoridad de Aplicación, conforme la Resolución N° 324 del 16 de marzo de 2006 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del entonces MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS no tenga reservas declaradas en ninguna de las categorías;

d. Áreas que cuenten mayoritariamente con yacimientos con producción primaria exclusiva en las cuales el corte de agua promedio del campo supere el NOVENTA Y DOS POR CIENTO (92 %), calculado como la producción total de agua dividido por la producción total de fluidos líquidos.

A los efectos de la definición de las áreas establecidas en el presente artículo, la Autoridad de Aplicación deberá garantizar que la producción conjunta de petróleo crudo en los últimos DOCE (12) meses de las áreas marginales o localizadas en regiones o cuencas con Producción Convencional exclusiva en proceso de declinación productiva no supere el QUINCE POR CIENTO (15 %) de la producción total convencional de petróleo crudo en el país, durante el mismo período.

Para obtener este beneficio, la empresa beneficiaria deberá haber invertido efectivamente un monto no inferior a DÓLARES ESTADOUNIDENSES CINCO MILLONES (USD 5.000.000) en proyectos de exploración y/o explotación convencional en las áreas mencionadas, lo cual se constatará con lo declarado por las beneficiarias o los beneficiarios como inversión realizada, en virtud de la Resolución N° 2057 del 26 de diciembre de 2005 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del entonces MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS.

ARTÍCULO 11.- A los efectos de la valuación del Volumen de Producción Incremental Beneficiado (VPIB) definido en el artículo 6° del Decreto N° 277/22, se utilizará la cotización FOB promedio de los últimos DOCE (12) meses precedentes del "ICE BRENT primera línea", neto de derechos de exportación.

Las primas o descuentos por calidad del crudo se calcularán, por única vez, como el cociente entre el precio FOB "ICE BRENT primera línea" en los últimos TREINTA Y SEIS (36) meses precedentes a la publicación del presente decreto y el precio FOB promedio de exportación por tipo de crudo durante el mismo período, con base en la información publicada en la base de datos de regalías publicada por la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

ARTÍCULO 12.- Los beneficios definidos en los Regímenes establecidos en los Títulos I y II del Decreto N° 277/22 podrán transferirse a proveedores directos de la beneficiaria o del beneficiario, definidas o definidos como aquellas personas jurídicas que brinden servicios especiales destinados a la producción de hidrocarburos, incluyendo servicios de fractura, perforación de pozos y equipos de torre; y/u otros que la Autoridad de Aplicación defina como servicios especiales.

Para las operaciones en las cuales exista titularidad compartida en áreas de concesión de explotación, las beneficiarias o los beneficiarios que no revistan el carácter de operador en tales áreas podrán ceder al operador, al momento de solicitar el reconocimiento de los beneficios, una proporción de su Volumen de Producción Incremental Beneficiado (VPIB) y/o de su su Volumen de Inyección Incremental Beneficiado (VIIB), según corresponda al área, no superior al cociente, para los DOCE (12) meses precedentes al cierre del trimestre por el cual se solicita el beneficio, entre la producción que le corresponda de esta área, según porcentaje de titularidad en la concesión, y



su producción total, de petróleo crudo y/o gas natural según corresponda. Esta cesión podrá ser destinada a una ulterior transferencia de beneficios desde el operador a los proveedores directos previamente definidos, y/o al pago de pasivos por operaciones de financiamiento de inversiones y/o gastos operativos que involucren la contratación de proveedores directos, en los términos que establezca la Autoridad de Aplicación.

Cuando se requiera transferir los beneficios a proveedores directos, la beneficiaria o el beneficiario deberá solicitar la transferencia del beneficio por un monto específico a favor de su proveedor directo o sus proveedores directos, especificando servicios prestados, plazos de la relación comercial y modo de contratación ante la SECRETARÍA DE ENERGÍA, quien verificará el cumplimiento de las condiciones para su otorgamiento e informará al BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (BCRA).

La SECRETARÍA DE ENERGÍA podrá solicitar información a otros organismos a los fines de verificar la condición de proveedor directo o de cotitular de la concesión de explotación.

Las proveedoras directas o los proveedores directos que presten servicios especiales en los términos establecidos en el presente artículo, y pretendan obtener el beneficio establecido en el artículo 9° del Decreto N° 277/22, podrán presentar un Plan de Sustitución de Importaciones ante la Autoridad de Aplicación.

Los esfuerzos de las empresas proveedoras directas de estos servicios, contenidos en el referido Plan de Sustitución de Importaciones, previa evaluación de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, serán presentados por esta ante la autoridad correspondiente, a los efectos de ser tenidos en cuenta al momento de evaluar las solicitudes de importación que realicen estas empresas.

ARTÍCULO 13.- A los fines de la definición de la Línea Base del RÉGIMEN DE ACCESO A DIVISAS PARA LA PRODUCCIÓN INCREMENTAL DE GAS NATURAL (RADPIGN), se considerará como tal a los volúmenes definidos en el primer párrafo del artículo 12 del Decreto N° 277/22 correspondientes al período de enero a diciembre del año 2021, ambos inclusive.

La aprobación de la medición fiscal deberá ser efectuada por la Autoridad de Aplicación correspondiente y por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), en los términos que determine la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

A los efectos de la validación de los volúmenes inyectados, para las cuencas en las que corresponda, cuando la beneficiaria o el beneficiario sea un sujeto adjudicatario del “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024” (Plan Gas.Ar), los volúmenes a incorporar en el cálculo de la Línea Base serán aquellos oportunamente validados por la Autoridad de Aplicación para el cumplimiento de dicho Plan durante el período enero a diciembre del año 2021, incluyendo las cantidades inyectadas y entregadas en exceso a los compromisos de dicho plan.

Para aquellas beneficiarias o aquellos beneficiarios con producción de gas natural costa afuera (“offshore”), se computará dicha inyección para el cálculo de la Línea Base de forma paulatina, de la siguiente manera:

2022	2023	2024	2025
50 %	50 %	70 %	100 %



Al momento de solicitar el reconocimiento del beneficio, las beneficiarias o los beneficiarios deberán informar las cesiones de porcentaje de titularidad efectuadas y/o la adquisición de nuevos porcentajes de participación, acompañando la aprobación de la correspondiente Autoridad de Aplicación.

Encomiéndase a la SECRETARÍA DE ENERGÍA la definición del procedimiento aplicable para el reconocimiento del beneficio, en caso de cesión total o parcial de titularidad de áreas, contemplando que para el caso del cesionario la Línea Base sea incrementada a partir de la fecha de notificación a la Autoridad de Aplicación de la efectiva aprobación de la cesión por parte de la Autoridad Concedente, mientras que para el cedente sea disminuida a los DOCE (12) meses de dicha notificación, siempre que hubiese producción incremental en el área cedida.

ARTÍCULO 14.- A los efectos del cálculo de la Inyección Incremental del RÉGIMEN DE ACCESO A DIVISAS PARA LA PRODUCCIÓN INCREMENTAL DE GAS NATURAL (RADPIGN), en cada trimestre la inyección diaria promedio de gas natural de la beneficiaria o del beneficiario correspondiente a los últimos DOCE (12) meses, incluyendo al trimestre de que se trate, se calculará de conformidad a la siguiente expresión, en las mismas condiciones que para el cálculo de la Línea Base de Inyección:

Inyección Incremental promedio diaria del trimestre = (Inyección promedio diaria de los últimos doce meses – Línea Base de Inyección)

Para aquellas beneficiarias o aquellos con producción de gas natural costa afuera (“offshore”) se computará dicha producción para el cálculo de la Inyección Incremental de forma paulatina, en los mismos términos que lo establecido en el artículo 13 del presente decreto para el cálculo de la Línea Base.

En cada oportunidad en la que la beneficiaria o el beneficiario solicite el reconocimiento del beneficio, deberá presentar, en concepto de declaración jurada, el cálculo estimado de su Inyección Incremental, el que será sujeto a la verificación de la Autoridad de Aplicación.

ARTÍCULO 15.- A los efectos del cálculo de la Línea Base y de la Inyección Incremental del RADPIGN serán computados los volúmenes inyectados al sistema y “off-system” por la propia beneficiaria o el propio beneficiario, sin incluir aquellos volúmenes inyectados por terceros a cuenta de la beneficiaria o del beneficiario, en los términos que defina la Autoridad de Aplicación.

ARTÍCULO 16.- A los efectos dispuestos en el inciso a) del artículo 16 del Decreto N° 277/22 corresponde aplicar la siguiente expresión:

$$CMIGN = \frac{\text{Inyección beneficiario} - \text{Exportaciones beneficiario}}{\text{Total volumen inyectado para demanda interna}}$$

donde Cobertura del Mercado Interno de Gas Natural (CMIGN) corresponde al coeficiente de Cobertura del Mercado Interno de Gas Natural. A los efectos del presente decreto, se asume que la diferencia entre la inyección y la exportación de cada beneficiaria o beneficiario representa su producto destinado al mercado local.



En cada trimestre, la fórmula de la Cobertura del Mercado Interno de Gas Natural (CMIGN) se aplicará sobre una ventana móvil que incluye los DOCE (12) meses precedentes al cierre de este, definiéndose como:

**Inyección beneficiario:** a la inyección diaria promedio de los DOCE (12) meses precedentes al cierre del trimestre por el cual la beneficiaria o el beneficiario solicita el beneficio del RADPIGN, con base en datos oficiales publicados por la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

**Exportaciones beneficiario:** al volumen promedio diario de gas natural, expresado en metros cúbicos y calculado sobre los DOCE (12) meses precedentes al cierre del trimestre por el cual la beneficiaria o el beneficiario solicita el beneficio del RÉGIMEN DE ACCESO A DIVISAS PARA LA PRODUCCIÓN INCREMENTAL DE GAS NATURAL (RADPIGN), que haya sido registrado como exportaciones en las bases de datos oficiales publicadas por la SECRETARÍA DE ENERGÍA. A los efectos del cálculo de exportaciones de cada beneficiaria o beneficiario se tomarán en cuenta los volúmenes comercializados directa e indirectamente, incluyendo aquellos exportados por terceros que comercialicen gas natural que haya producido la beneficiaria o el beneficiario.

**Total volumen inyectado para demanda interna:** a la sumatoria de los volúmenes inyectados por el conjunto de productores de gas natural que haya sido destinado al mercado interno sobre la misma base de cálculo utilizada para estimar el volumen destinado al mercado interno por cada beneficiaria o beneficiario.

**ARTÍCULO 17.-** A los efectos de la valuación del Volumen de Inyección Incremental Beneficiado (VIIB) definido en el artículo 15 del Decreto N° 277/22 se utilizará la cotización promedio ponderada de los últimos DOCE (12) meses precedentes disponibles, neta de derechos de exportación, conforme surge de las bases de datos publicadas por la SECRETARÍA DE ENERGÍA, pudiendo la Autoridad de Aplicación validar la información suministrada con la Dirección General de Aduanas de la AFIP.

**ARTÍCULO 18.-** La evaluación conjunta de los Planes de Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales (PDPRN) a la que hace referencia el Título III del Decreto N° 277/22 deberá realizarse en un plazo no superior a los CUARENTA (40) días hábiles desde la presentación de la información requerida para solicitar los beneficios de los Títulos I y II del Decreto N° 277/22 y sus normas complementarias. Transcurrido este período, y en el caso de que uno de los evaluadores no haya presentado su dictamen, bastará con una evaluación positiva del evaluador restante para dar por aprobados los Planes de Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales (PDPRN).

La SECRETARÍA DE ENERGÍA deberá realizar el seguimiento del cumplimiento de los planes aprobados y aplicar –de corresponder– lo establecido en el Título IV del Decreto N° 277/22.

**ARTÍCULO 19.-** Los contenidos mínimos de los Planes de Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales (PDPRN) establecidos en el artículo 23 del Decreto N° 277/22 deberán ser presentados conjuntamente con la primera solicitud de los beneficios establecidos en los regímenes creados por los Títulos I y II del citado Decreto N° 277/22.

Los sujetos beneficiarios del RÉGIMEN DE ACCESO A DIVISAS PARA LA PRODUCCIÓN INCREMENTAL DE PETRÓLEO (RADPIP) deberán incrementar sus compras y contrataciones a Proveedores Nacionales y Regionales al mes de diciembre del año 2024 en un TREINTA POR CIENTO (30 %) para los rubros de perforación y



terminación y en un CUARENTA POR CIENTO (40 %) para los rubros de producción y mantenimiento y obras e instalaciones de superficie sobre el porcentaje de composición del gasto del año 2021.

El método de seguimiento de cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Capítulo 3 del Régimen de Promoción del Empleo, del Trabajo y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera será observar la trayectoria y grado de avance del incremento de las compras y contrataciones hasta llegar a los objetivos establecidos en el párrafo precedente.

Para un mejor cumplimiento, y considerando las particularidades de las empresas beneficiarias, cada una de ellas deberá proponer ante la Autoridad de Aplicación metas semestrales cuantitativas de cumplimiento hasta alcanzar el objetivo incremental comprometido. Dichas metas intermedias, que podrán ajustarse trimestralmente, tienen la finalidad de marcar hitos que permitan un mejor seguimiento de las obligaciones, así como atender a las decisiones de inversión y operativas de cada una de las beneficiarias y los beneficiarios.

La SECRETARÍA DE ENERGÍA deberá instrumentar un formato preestablecido para la presentación y seguimiento del cumplimiento de las obligaciones. A su vez, deberá arbitrar las medidas necesarias con el fin de sistematizar la información presentada por las empresas beneficiarias que sea derivada del PDPRN con el objetivo de poner tal información a disposición y de forma accesible al conjunto de la cadena de valor de los hidrocarburos a nivel federal.

Para la implementación del Capítulo 3 del Régimen de Promoción del Empleo, del Trabajo y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera se requerirá adicionalmente a las beneficiarias y a los beneficiarios del RADPIGN, el cumplimiento de lo establecido en el Decreto N° 892 del 13 de noviembre de 2020 “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024” y sus resoluciones complementarias.

**ARTÍCULO 20.-** Facúltase a la Autoridad de Aplicación a definir el procedimiento para la demarcación de los distintos tipos de proveedores y verificar lo establecido en el artículo 24 del Decreto N° 277/22.

A los efectos de establecer criterios de identificación adicionales de proveedores regionales y nacionales extrarregionales se entenderá que el asiento principal de actividades de los proveedores será considerado según la localización principal de actividades de su grupo económico, en los términos del artículo 5° del presente decreto.

**ARTÍCULO 21.-** Otórgase a la Autoridad de Aplicación el plazo de SESENTA (60) días corridos para conformar la Comisión de Evaluación y Seguimiento de la Ejecución del RPEPNH creada por el artículo 25 del Decreto N° 277/22 y aprobar el procedimiento para su funcionamiento.

**ARTÍCULO 22.-** El cómputo a cuenta y descuento en el acceso a divisas previsto en el primer párrafo del artículo 28 del Decreto N° 277/22 tendrá efecto cuando se concrete el efectivo acceso al Mercado Libre de Cambios con relación a los regímenes creados por los Títulos I y II del citado decreto.

Las beneficiarias y los beneficiarios, terceros asociados y/o proveedores directos que hayan obtenido el derecho al acceso al Mercado Libre de Cambios (MLC), a través de los regímenes creados en los Títulos I y II del citado



decreto, deberán informar al BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (BCRA) y a la Autoridad de Aplicación, al momento de ejercer el derecho, el destino que se le dará a las divisas, bajo la modalidad que establezcan estos organismos. Los beneficios obtenidos no tendrán vencimiento y podrán acumularse para ejercer el acceso efectivo al Mercado Libre de Cambios (MLC).

El BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (BCRA), en el marco de su competencia específica, instrumentará los mecanismos correspondientes para operativizar los beneficios que se otorguen en virtud del citado decreto, especificando de qué forma estos beneficios se compensarán con los especificados en el artículo 28 del Decreto N° 277/22.

ARTÍCULO 23.- Facúltase a la SECRETARÍA DE ENERGÍA al dictado de las normas complementarias y aclaratorias que resulten necesarias a los efectos de la aplicación del presente decreto y de las disposiciones del Decreto N° 277/22 conforme las facultades que le han sido otorgadas en cada caso como Autoridad de Aplicación.

ARTÍCULO 24.- La adhesión a los regímenes creados por los Títulos I y II del Decreto N° 277/22, materializada con la solicitud de alguno de los beneficios instituidos por dicha norma, implica la aceptación voluntaria de todos los requisitos dispuestos, tanto en aquel como en el presente decreto y de los mecanismos que la Autoridad de Aplicación establezca para verificar la veracidad de la información suministrada, incluyendo el consentimiento expreso de la empresa para que la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP) y el BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (BCRA) transmitan a la Autoridad de Aplicación toda la información necesaria para su implementación y contralor. A dicho efecto, la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP), el BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (BCRA) y la Autoridad de Aplicación establecerán mecanismos de intercambio de información que permitan el cumplimiento de las tareas asignadas. Esta autorización mantendrá su vigencia mientras la empresa mantenga su inscripción en los regímenes.

A los efectos de los regímenes y beneficios determinados en el Decreto N° 277/22, los interesados y las interesadas deberán renunciar expresamente, en cada oportunidad en la que soliciten los beneficios instituidos por los Títulos I y II del mencionado decreto, a toda promoción de acciones administrativas y/o judiciales contra el ESTADO NACIONAL respecto de cualquier concepto vinculado con el Plan Gas.Ar, con las rondas efectuadas para la adjudicación de volúmenes y con las autorizaciones de exportación otorgadas en el marco del Decreto N° 892/20 y de la Resolución N° 360 del 23 de abril de 2021 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, como así también desistir de cualquier reclamo que, sobre dichos conceptos, hubiesen sido iniciados con anterioridad al dictado del presente decreto, bajo la modalidad que determine la Autoridad de Aplicación.

ARTÍCULO 25.- Instrúyese a la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) a arbitrar los medios necesarios para garantizar la información pertinente que permita verificar la veracidad de las declaraciones juradas, en el caso de que la Autoridad de Aplicación lo solicite, en los siguientes términos:

La AFIP verificará, trimestralmente a pedido de la Autoridad de Aplicación, la veracidad de las exportaciones declaradas por las beneficiarias o los beneficiarios, y semestralmente, el cumplimiento del requisito establecido en el artículo 9° del presente decreto, pudiendo requerir información del BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (BCRA). El ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) enviará a la Autoridad de



Aplicación la información que trimestralmente aquella le solicite a los fines de validar los volúmenes de inyección establecidos en los artículos 12 y 13 del Decreto N°277/22.

ARTÍCULO 26.- Requiérese al BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (BCRA), en el marco de su competencia específica, que instrumente las medidas que correspondan para facilitar el acceso al Mercado Libre de Cambios (MLC) a los sujetos a quienes la Autoridad de Aplicación les reconozca el beneficio de los regímenes creados por los Títulos I y II del Decreto N° 277/22.

Asimismo, la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP), a los fines de realizar las verificaciones correspondientes al cumplimiento del requisito establecido en el artículo 9° del presente decreto, podrá solicitar al BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (BCRA) la información necesaria en materia de acceso a divisas.

ARTÍCULO 27.- Las disposiciones del presente decreto entrarán en vigencia el día de su publicación en el BOLETÍN OFICIAL.

ARTÍCULO 28.- Comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese.

FERNÁNDEZ - Juan Luis Manzur - Sergio Tomás Massa

e. 16/08/2022 N° 63027/22 v. 16/08/2022

**Fecha de publicación 16/08/2022**

