

Análisis de una norma relevante del mes

El nuevo Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Hidrocarburos

— Por Facundo Gladstein y Laura Miranda, con la colaboración de **energy**CONSILIUM

I. Introducción

El 28 de mayo de 2022, se publicó en el Boletín Oficial el [Decreto 277/2022](#) a través del cual se crea un Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Hidrocarburos (en adelante, el 'Decreto'), que apunta a generar certidumbre e incentivos para fomentar las inversiones y el incremento de la producción del sector en la Argentina.

Mediante este régimen se adaptan las regulaciones para el acceso a divisas con el objetivo –según surge del Decreto– de promover un aumento en la escala de producción en el upstream; posibilitar la producción de gas natural para inyectar en el Gasoducto "Presidente Néstor Kirchner" una vez finalizada la obra; e impulsar la producción incremental de petróleo para abastecimiento del mercado interno, la sustitución de importaciones y la generación de saldos exportables, fortaleciendo así la resiliencia de la balanza de pagos y la capacidad de crecimiento de la economía argentina. Se pretende contribuir asimismo al cumplimiento de los objetivos establecidos en el artículo 3 del Título I "De la Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina" de la [Ley 26.741](#), entre los que se encuentra la maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo (inc. d).

Como antecedente de esta medida, cabe recordar que con el invocado objeto de fortalecer la promoción de la inversión destinada a la explotación de hidrocarburos, teniendo como antecedente la mencionada [Ley 26.741](#), mediante el [Decreto 929/2013](#) se creó el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (en adelante, "Régimen de Promoción"). Allí se establecieron los beneficios para quienes presentaran proyectos de inversión directa en moneda extranjera no menor a U\$S 1.000.000.000 a ser invertidos en los primeros cinco años y en tal sentido, además del derecho a comercializar libremente en el mercado externo el 20% de

la producción de hidrocarburos producidos en los proyectos –con una alícuota del 0% de derechos de exportación a partir del quinto año contado desde la puesta en ejecución del proyecto–, se dispuso la libre disponibilidad del 100% de las divisas provenientes de la exportación de tales hidrocarburos, en cuyo caso no estarían obligados a ingresar las divisas correspondientes a la exportación del 20% de hidrocarburos, siempre que la ejecución del proyecto aprobado hubiera implicado el ingreso de divisas a la plaza financiera argentina por al menos el importe de U\$S 1.000.000.000 (art. 6).

En tal sentido, los requisitos para el acceso a divisas en el marco del Decreto son: i) producción incremental, para garantizar la sostenibilidad del incentivo a las inversiones; y ii) desarrollo de proveedores nacionales y regionales, para promover un mayor valor agregado doméstico en el salto productivo sectorial; y se establece, a su vez, el destino al que podrán aplicarse esas divisas, como se verá en el apartado II.

A continuación se analizan los principales aspectos del régimen previsto en el Decreto, que comprende: 1) el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo (RADPIP); 2) el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural (RADPIGN); y 3) el Régimen de Promoción del Empleo, del Trabajo y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera (RPEPNIH); y se desarrollan algunas apreciaciones finales sobre lo dispuesto en el Decreto.

II. Los regímenes dispuestos por el Decreto

En el Decreto se establecen los siguientes regímenes:

1) Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo (RADPIP)

Mediante el RADPIP se establece un esquema especial de acceso a divisas para aquellos productores de petróleo que

incrementen su producción desde la “Línea Base” fijada por este régimen. Se dispone un incentivo que se calcula en forma trimestral por un volumen equivalente al 20% de la producción incremental sobre la Línea Base, y permite el acceso al Mercado Libre de Cambios (“MLC”) por un monto equivalente a ese volumen.

Principales características:

- **Beneficiarios del RADPIP:** sujetos inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras del Estado Nacional titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el Estado Nacional, las Provincias o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, los que podrán presentarse o asociarse con terceros que estén debidamente registrados (art. 1).
- **Requisitos:** adherir al RADPIP; obtener producción incremental de petróleo crudo; cumplir con el RPEPNIH y con todas las obligaciones del [Decreto 892/2020](#) (Plan Gas.Ar), para los beneficiarios que corresponda (art. 2).
- **Línea Base:** es la producción total de petróleo crudo acumulada en el año 2021, que incluya todas las áreas concesionadas del beneficiario (art. 3).
En caso de cesión total o parcial sobre los derechos de explotación, la Línea Base del cesionario será incrementada en un volumen equivalente al de la producción correspondiente a la Línea Base del área cedida, en la proporción de los derechos transferidos. En igual sentido será disminuida la Línea Base del cedente. Para los beneficiarios que no informen producción alguna, la Línea Base será 0 (cero) para el período inicial y todos los períodos subsiguientes, con la excepción antes prevista para el tratamiento de la cesión.
Para los productores de crudo con densidad American Petroleum Institute (API) inferior a 30 grados, se aplicará un factor de reducción del 10% a todo el volumen con esas especificaciones.
- **Producción Incremental Trimestral:** será establecida para cada beneficiario en forma trimestral por la Autoridad de Aplicación (Secretaría de Energía), como la cuarta parte (1/4) de la Producción Incremental Anual definida como la diferencia entre la producción efectiva de los últimos 12 meses precedentes y la Línea Base (art. 4).
Para el cálculo de la Línea Base y la Producción Incremental Anual la producción de petróleo será considerada según la titularidad de cada beneficiario; en caso de subsidiarias o quienes pertenezcan a un mismo grupo económico con otras sociedades productoras de petróleo del país, se tomarán los volúmenes en forma consolidada (art. 5).

- **Incentivo:**
El Volumen de Producción Incremental Beneficiado (VPIB) será el 20% de la Producción Incremental Trimestral (art. 6).
Se prevén porcentajes adicionales por: (i) Cobertura del Mercado Interno de Petróleo Crudo -CMIPC- (incremento en la cantidad de puntos porcentuales equivalentes a 1/5 del porcentaje de la cobertura); (ii) reversión del declino técnico ajustado de la producción proveniente de cuencas, áreas o regiones con explotación convencional (hasta 5 puntos); (iii) producción incremental de petróleo de pozos de baja productividad o previamente inactivos o cerrados, en asociación con terceros recuperadores (hasta 2 puntos); (iv) contratación de al menos el 10% de los servicios de fractura de empresas regionales o nacionales (hasta 2 puntos); (v) incremento de la inversión en exploración y explotación de petróleo en áreas marginales o localizadas en regiones o cuencas con producción convencional exclusiva en proceso de declinación productiva, o que inicien un nuevo proceso de inversión de esas características (hasta 2 puntos) (art. 7).
Los beneficiarios tendrán acceso al MLC por un monto equivalente a su VPIB, valuado sobre la base de la cotización promedio de los últimos 12 meses del “ICE BRENT primera línea”, neto de derechos de exportación, incorporando las primas o descuentos por calidad de crudo (art. 8).
El acceso a divisas podrá ser destinado al pago de capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior, incluyendo pasivos con empresas vinculadas no residentes y/o utilidades y dividendos y/o repatriación de inversiones directas de no residentes (art. 8).
Los beneficios podrán transferirse total o parcialmente a proveedores directos del beneficiario (art. 9).

2) Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural (RADPIGN)

Mediante el RADPIGN se establece un esquema especial de acceso a divisas para aquellos productores de gas natural que incrementen su producción desde la “Línea Base” fijada por este régimen. Se dispone un incentivo que se calcula en forma trimestral por un volumen equivalente al 30% de la inyección incremental sobre la Línea Base, y permite el acceso al MLC por un monto equivalente a ese volumen.

Principales características:

- **Beneficiarios del RADPIGN:** sujetos inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras del Estado Nacional ti-

tulares de concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el Estado Nacional, las Provincias o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, los que podrán presentarse o asociarse con terceros que estén debidamente registrados (conf. art. 10).

- **Requisitos:** adherir al RADPIGN; ser adjudicatario en las subastas del Decreto 892/2020 en cumplimiento de volúmenes de inyección de gas natural base sobre 365 días al año; obtener niveles de inyección incremental de gas natural; cumplir con el RPEPNIH y con todas las obligaciones del Decreto 892/2020 (art. 11).
- **Línea Base:** volumen de inyección diaria promedio anual de gas natural correspondiente al año 2021, efectivamente inyectado en algún punto de ingreso al Sistema de Transporte Argentino de Gas Natural, incluyendo la producción incorporada fuera del sistema (*off system*), proveniente de áreas propias (art. 12).
En caso de cesión total o parcial sobre los derechos de explotación, la Línea Base del cesionario será incrementada en un volumen equivalente al de la inyección correspondiente a los derechos cedidos. En igual sentido será disminuida la Línea Base del cedente. Para los beneficiarios que no informen inyección alguna, la Línea Base será 0 (cero) para el período inicial y todos los períodos subsiguientes, con la excepción antes prevista para el tratamiento de cesión.
- **Inyección Incremental:** será determinada para cada beneficiario en forma trimestral por la Autoridad de Aplicación como el promedio diario excedente, respecto de la Línea Base, del volumen de gas natural efectivamente inyectado -que se calcula como la inyección diaria promedio de los últimos 12 meses, inyectado en algún punto de ingreso al Sistema de Transporte Argentino de Gas Natural, incluyendo la producción incorporada fuera del sistema (*off system*)- (art. 13).
Para el cálculo de la Línea Base y la Inyección Incremental, la inyección de gas natural será considerada exclusivamente proveniente de las áreas sobre las de titularidad de cada beneficiario; en caso de subsidiarias o quienes pertenezcan a un mismo grupo económico con otras sociedades productoras de gas natural dentro del país, se tomarán los volúmenes en forma consolidada. Para el cálculo de la Inyección Incremental no se considerará el volumen inyectado por terceras partes a cuenta del adjudicatario (art. 14).
- **Incentivo:**
El Volumen de Inyección Incremental Beneficiado (VIIB): será el 30% de la inyección incremental multiplicada por la cantidad de días del trimestre (art. 15).

Se prevén porcentajes adicionales por: (i) Cobertura del Mercado Interno de Gas Natural -CMIGN- (incremento en la cantidad de puntos porcentuales equivalentes a 1/5 del porcentaje de la cobertura); (ii) reversión del declino técnico ajustado de su inyección proveniente de cuencas, áreas o regiones con explotación convencional (hasta 5 puntos).

Según lo dispone el Decreto, la Inyección Incremental destinada a abastecer como destino final a la producción de subproductos beneficiados con regímenes de libre aplicación de divisas no será imputada para el cálculo del beneficio (art. 18). Si bien no resulta claro, pareciera que esa inyección no formaría parte del volumen que está sujeto a incentivo.

Los beneficiarios tendrán acceso al MLC, por un monto equivalente a su VIIB, valuado en base al precio promedio ponderado de exportación de los últimos 12 meses del conjunto del sistema, neto de derechos de exportación, el que no podrá ser inferior al precio promedio ponderado de adjudicación para volúmenes de gas natural base sobre 365 días al año, definido por la [Resolución 391/2020 de la Secretaría de Energía](#) y sus modificatorias, ni superior a dos veces este mismo valor (art. 17).

El acceso a divisas podrá ser destinado al pago de capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior, incluyendo pasivos con empresas vinculadas no residentes y/o utilidades y dividendos y/o repatriación de inversiones directas de no residentes (art. 17).

Los beneficios podrán transferirse total o parcialmente a proveedores directos del beneficiario (art. 19).

3) Régimen de Promoción del Empleo, del Trabajo y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera (RPEPNIH)

Para acceder a los beneficios del RADPIP y del RADPIGN previstos en el Decreto, además de los requisitos propios de cada régimen mencionados más arriba, los beneficiarios deben cumplir con planes destinados a hacer efectivo “el principio de utilización plena y sucesiva, regional y nacional, de las facilidades en materia de empleo y contratación de trabajadores y trabajadoras, y provisión directa de servicios por parte de Pymes y empresas regionales” (art. 22).

En este marco, los beneficiarios deben presentar sus Planes de Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales -PDPRN- (art. 20) y cumplir con esquemas de preferencia en la contratación, por los que se deberá otorgar a las ofertas de bienes y prestación de servicios de origen regional y nacional la posibilidad de igualación de la mejor oferta, entre otros (art. 24).

Este régimen es el mismo que está contenido en el proyecto de ley presentado al Congreso por el Poder Ejecutivo nacional en septiembre de 2021, por el que se propició el denominado Régimen de Promoción de Inversiones Hidrocarburíferas (RPIH), cuyo texto fue comentado en el ICE de Octubre de 2021 y que no consiguió por el momento tratamiento legislativo.

Tal como se señaló en esa oportunidad, teniendo en cuenta que el RPEPNH puede condicionar la aplicación y la continuidad de los beneficios previstos en los otros regímenes, las exigencias que se dispongan en ese marco deberían establecerse de modo tal que contemplen la capacidad de provisión de productos y servicios competitivos a nivel regional y nacional.

4) Disposiciones Complementarias. Relación con otros regímenes de acceso a divisas

Dentro de las 'Disposiciones Complementarias' del Decreto se establecen distintas cuestiones.

En primer lugar, se dispone la estabilidad de la contractualización de la demanda de gas natural, y en tal sentido, que la Autoridad de Aplicación dispondrá la modalidad de contratación plurianual por subastas o concursos públicos en el marco del Plan Gas.Ar, para promover un horizonte de contratación de producción de gas para abastecer la Demanda Prioritaria y la Demanda de Usinas, de al menos 3 años móviles (art. 27).

El Plazo Base del Plan Gas.Ar se estableció en 4 años (hasta el 01/12/2024), con la posibilidad de la Autoridad de Aplicación de ampliarlo por plazos de 1 año, que se agrega como año quinto, y así sucesivamente (Plazo Base Adicional). En el concurso para la adjudicación de volúmenes de gas natural desarrollado en ese marco (Resolución 317/2020), se adjudicaron volúmenes para los 365 días de cada año calendario de duración del Esquema (2021 a 2024). Con esta nueva incorporación, más allá de la previsión contenida en el Decreto 892/2020, se extiende el mecanismo de contratación en el marco del Plan Gas.Ar por plazos de al menos 3 años.

A su vez, se establece que los beneficios de acceso a divisas obtenidos por adherir al RADPIP y/o al RADPIGN serán tomados a cuenta y descontados de los que, en su caso, correspondieren a otros regímenes de promoción sectoriales que establezcan beneficios en materia de acceso al MLC; o a otros beneficios en materia de acceso al MLC a las que haya accedido el beneficiario ([Decreto 234/2021](#) y Comunicación

A 7259 y complementarias del BCRA; [Decreto 836/2021](#) y Comunicación A 7420 y complementarias del BCRA; Decreto 892/2020 y Comunicación A 7168 y complementarias del BCRA; Comunicación A 7123 y complementarias del BCRA; Comunicación A 6869 y complementarias del BCRA; Comunicaciones A 7301 y A 7416 y complementarias del BCRA) (art. 28).

Mediante el Decreto 234/2021, analizado en el ICE de mayo de 2021, se creó el Régimen de Fomento de Inversión para las Exportaciones en el que se estableció un beneficio consistente en un monto de libre aplicación de hasta el 20% de las divisas obtenidas en las exportaciones vinculadas a proyectos aprobados (que incluye proyectos hidrocarburíferos -y otro tipo de actividades- que implicaran una inversión directa en moneda extranjera no inferior a U\$S 100.000.000), con destino similar al previsto en el Decreto. Los beneficios bajo esa medida gozan de la garantía de estabilidad normativa en materia cambiaria por el término de 15 años. Posteriormente, mediante el Decreto 836/2021 se incorporó un tratamiento diferenciado que otorgó mayores incentivos a las inversiones en moneda extranjera superiores a U\$S 500.000.000 y U\$S 1.000.000.000, en el marco del referido Decreto 234/2021.

Por su parte, en el Decreto 892/2020 se estableció que el BCRA, en caso de que existan normas que limiten el acceso al MLC, para la repatriación de las inversiones directas y sus rentas y/o la atención de servicios de renta o principal de endeudamientos financieros del exterior, deberá establecer mecanismos idóneos con el fin de facilitar el acceso a dicho mercado a tales fines, cuando los fondos hayan sido ingresados por el MLC y sean operaciones genuinas y destinados a la financiación de proyectos enmarcados en el esquema del Plan Gas.Ar.

Por último, se disponen limitaciones a los sujetos que pueden inscribirse en los regímenes (art. 30). En particular, se prevé la imposibilidad de inscribirse, entre otros, a las personas humanas y/o jurídicas cuyos representantes o directores hubiesen sido condenados judicialmente, con penas privativas de la libertad o inhabilitación, mientras no haya transcurrido un tiempo igual al doble de la condena (inc. a). Si bien se refiere a la existencia de condena firme, seguidamente se dispone que los procesos o sumarios pendientes por los delitos o infracciones suspenderán el trámite administrativo de adhesión al régimen hasta su resolución o sentencia firme. Con ello, en tales supuestos, la restricción de la inclusión al régimen por la iniciación de un proceso penal a un representante o director de una empresa (que, si bien es transitoria,

lo es por un plazo indefinido y potencialmente prolongado considerando los plazos que suelen insumir los procesos judiciales), permitiría hipotéticamente excluir a un beneficiario con una mera denuncia a uno de sus directores, y contradice el principio constitucional de la presunción de inocencia que rige hasta tanto exista una condena del órgano judicial competente.

III. Comentarios finales

Conforme las manifestaciones del Poder Ejecutivo nacional en el lanzamiento de este régimen, su objeto se orienta a enfrentar ciertas limitaciones actuales para el desarrollo de inversiones y adquisición de equipamiento, en particular, los asociados al acceso a divisas. A esos fines, se establecen medidas para “destrabar” el acceso a divisas para la producción incremental de hidrocarburos. De este modo, la medida supone un régimen de excepción parcial -que habrá que verificar en la práctica si es suficiente para lograr los objetivos del régimen- a las restricciones impuestas por la normativa general en materia cambiaria.

Si bien esta medida apunta a generar incentivos para fomentar las inversiones y el incremento de la producción del sector, la realización de esas inversiones requiere también de un marco normativo general que brinde certidumbre y confianza sobre la estabilidad y cumplimiento de las reglas del juego, y que excede de las medidas que puedan disponerse en materia de acceso a divisas.

En el proyecto de ley para instituir el denominado Régimen de Promoción de Inversiones Hidrocarburíferas (RPIH) enviado por el Poder Ejecutivo nacional al Congreso en septiembre de 2021 -que fue motivo de análisis en el ICE de Octubre de 2021- se establecen distintos regímenes para la promoción de la inversión privada para el desarrollo del sector energético. Sin embargo, a la fecha, ese proyecto no

mereció tratamiento legislativo. Al igual que otras medidas de trascendencia dictadas en los últimos años para el sector energético (vgr., la renegociación de la RTI correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural y de energía eléctrica bajo jurisdicción federal -[Decreto 1020/2020](#)- el Plan Gas.Ar -Decreto 892/2020-, el Régimen de Fomento de Inversión para las Exportaciones -Decreto 234/2021- la concesión y construcción del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner -[Decreto 76/2022](#)-), el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Hidrocarburos se estableció mediante un decreto de necesidad y urgencia, regulado en el art. 99, inc. 3 de la Constitución Nacional. En virtud del trámite parlamentario de este tipo de decretos, previsto en la [Ley 26.122](#), podría eventualmente resultar en la derogación del decreto en el caso en que este sea rechazado por ambas Cámaras del Congreso (en los términos y con los alcances dispuestos en el art. 24). En ese marco, teniendo en cuenta las características del sector, que requiere de inversiones a largo plazo y, para hacerlas posibles, de certidumbre y confianza sobre la continuidad y respeto de las reglas del juego, la utilización de los DNU podría desalentar la seguridad jurídica que por su intermedio se intenta brindar.

Por último, cabe destacar que otros sectores de la economía, incluso dentro de la industria energética, podrían invocar situaciones equiparables merecedoras de un régimen similar; más aún en el marco de la transición energética hacia las energías de menor emisión de carbono, en la que el propio gobierno se inscribió con la [Resolución 1036/2021 de la Secretaría de Energía](#).

Si bien el Estado tiene facultades para fomentar determinadas actividades, este tipo de excepciones sectoriales podría traer alguna dificultad para justificar la delimitación de las actividades efectivamente beneficiadas de aquellas excluidas de esas medidas. ■