



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
Las Malvinas son argentinas

Nota

Número:

Referencia: NOTA DEL MENSAJE N° 41-2022

A: LA SEÑORA PRESIDENTA DE LA HCDN (Cecilia MOREAU),

Con Copia A:

De mi mayor consideración:

SEÑORA PRESIDENTA

Tengo el agrado de dirigirme a Ud. a fin de remitirle adjunto al presente el Original del Mensaje N° 41/2022, que comunica el dictado del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 730 del 3 de noviembre de 2022, en virtud de lo dispuesto por los artículos 99 inciso 3 y 100 inciso 13 de la Constitución Nacional a fin que sea tramitado ante la COMISIÓN BICAMERAL PERMANENTE DE TRÁMITE LEGISLATIVO LEY N° 26.122 del HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN.

Sin otro particular saluda atte.

Digitally signed by Gestion Documental Electronica

Date: 2022.11.08 10:15:07 -03:00

Digitally signed by Gestion Documental
Electronica

Date: 2022.11.08 10:15:08 -03:00



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
Las Malvinas son argentinas

Mensaje

Número:

Referencia: Mensaje comunica DNU N° 730/22

A LA COMISIÓN BICAMERAL PERMANENTE
DEL HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN:

Tengo el agrado de dirigirme a esa Comisión, en virtud de lo dispuesto por los artículos 99 inciso 3 y 100 inciso 13 de la Constitución Nacional y por la Ley N° 26.122, a fin de comunicarle el dictado del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 730 del 3 de noviembre de 2022, que se acompaña.

Digitally signed by MASSA Sergio Tomas
Date: 2022.11.04 12:10:17 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by MANZUR Juan Luis
Date: 2022.11.04 12:47:28 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
Las Malvinas son argentinas

Decreto de Necesidad y Urgencia

Número:

Referencia: DNU - Modificatorio del Decreto N° 892/20 – Plan Gas

VISTO el Expediente N° EX-2022-96108288-APN-SE#MEC, las Leyes Nros. 17.319, 24.076 y 26.741, los Decretos Nros. 1738 del 18 de septiembre de 1992, 2255 del 2 de diciembre de 1992 y 892 del 13 de noviembre de 2020 y sus respectivas modificatorias y la Resolución N° 67 del 7 de febrero de 2022 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, y

CONSIDERANDO:

Que por el artículo 3° de la Ley N° 17.319 se establece 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, estando dichas actividades 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 resulta de interés general asegurar el abastecimiento del mercado interno de gas natural, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6° de la citada Ley N° 17.319 y en el artículo 3° de la Ley N° 24.076.

Que la incorporación de nuevas reservas y la recuperación de la producción es fundamental para lograr los objetivos dispuestos en el artículo 3° de la referida Ley N° 17.319 y en el artículo 1° de la Ley N° 26.741 de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con producción propia y de propender al crecimiento sostenido de las reservas que aseguren dicho objetivo.

Que en materia de exportación de hidrocarburos, por el artículo 6° de la Ley N° 17.319 se faculta al PODER EJECUTIVO NACIONAL a autorizar la exportación de hidrocarburos o derivados que no fueren requeridos para la adecuada satisfacción de las necesidades del país y siempre que esas exportaciones se realicen a precios comerciales razonables, pudiendo fijar en tal situación los criterios que regirán a las operaciones en el mercado interno, con el fin de posibilitar una racional y equitativa participación en él a todos los productores y todas las productoras del país.

Que por el artículo 3° de la Ley N° 26.741 se establecen como principios de la política hidrocarburífera de la REPÚBLICA ARGENTINA los siguientes: (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 y sustentable de los recursos, para el aprovechamiento de las generaciones futuras.

Que los principios detallados en el considerando precedente se centran en la necesidad de garantizar el abastecimiento de la demanda base de gas natural al tiempo que se establecen incentivos para viabilizar inversiones inmediatas tendientes al mantenimiento y/o crecimiento de la producción en las cuencas productivas de gas natural del país, protegiendo la cadena de valor de la industria y manteniendo los niveles de empleo.

Que mediante el artículo 1° del Decreto N° 892/20 se declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la REPÚBLICA ARGENTINA la promoción de la producción del gas natural argentino.

Que por el artículo 2° del mentado decreto se aprobó el “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO - ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024” (en adelante el Plan Gas.Ar), y se implementó así un programa de incentivo a la producción e inversión para asegurar su abastecimiento en el mediano plazo y la generación de saldos exportables de gas natural.

Que, con posterioridad, por el artículo 1° de la Resolución N° 67/22 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA se declaró de Interés Público Nacional la construcción del “GASODUCTO PRESIDENTE NÉSTOR KIRCHNER” como proyecto estratégico para el desarrollo del gas natural en la REPÚBLICA ARGENTINA, el que transportará gas natural con punto de partida desde las proximidades de Tratayén en la Provincia del NEUQUÉN, atravesando las Provincias de RÍO NEGRO, LA PAMPA, pasando por Salliqueló en la Provincia de BUENOS AIRES, hasta las proximidades de la Ciudad de San Jerónimo en la Provincia de SANTA FE, así como sus obras complementarias, y la construcción de las obras de ampliación y potenciación del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.

Que por el artículo 2° de la citada resolución se creó el Programa Sistema de Gasoductos “Transport.Ar Producción Nacional” (en adelante el Programa Transport.Ar) en la órbita de la SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, con el objetivo de: ejecutar las obras necesarias para promover el desarrollo, crecimiento de la producción y abastecimiento de gas natural; sustituir las importaciones de GNL y de Gas Oil – Fuel Oil que se utilizan para abastecer la demanda prioritaria y las centrales de generación térmica, respectivamente; asegurar el suministro de energía; garantizar el abastecimiento interno en los términos de las Leyes Nros. 17.319, 24.076 y 26.741; aumentar la confiabilidad del sistema energético; optimizar el sistema de transporte nacional; aumentar las exportaciones de gas natural a los países limítrofes y propender a la integración gasífera regional sobre la base de los principios expuestos en la

normativa existente en la materia.

Que mediante el artículo 3º de la mencionada resolución se aprobó el listado de obras a ejecutar en el marco del Programa Transport.Ar: a) construcción del “GASODUCTO PRESIDENTE NÉSTOR KIRCHNER”: entre las ciudades de Tratayén en la Provincia del NEUQUÉN, Salliqueló en la Provincia de BUENOS AIRES y San Jerónimo en la Provincia de SANTA FE; b) construcción del gasoducto entre las ciudades de Mercedes y Cardales en la Provincia de BUENOS AIRES; c) ampliación del Gasoducto NEUBA II: loops y plantas compresoras; d) reversión del Gasoducto Norte Etapas I y II; e) expansión del Gasoducto Centro Oeste: distintos tramos entre las zonas Neuquén y Litoral en la Provincia de SANTA FE; f) ampliación de los tramos finales de gasoductos en AMBA; g) ampliación de la capacidad de transporte del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) por aumento de compresión; h) conexión GNEA - San Jerónimo desde las ciudades de Barrancas hasta el Desvío Arijón en la Provincia de SANTA FE; i) construcción de loops y compresión en Aldea Brasileira (Gasoducto Entrerriano); j) ampliación de la capacidad de transporte del Gasoducto General San Martín; k) realización de la Etapa III “Mesopotamia” del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) en las Provincias de CORRIENTES y MISIONES y l) aquellas obras que defina incorporar la citada SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, en función de los planes necesarios de expansión del sistema de transporte nacional de gas natural.

Que en atención a este promisorio panorama de concreción de obras fundamentales para el desarrollo económico del país debe contemplarse la evolución en la construcción de algunas de las obras integrantes del Programa Transport.Ar, las que permitirán, en lo sucesivo, incrementar la capacidad en el sistema de transporte de gas natural.

Que las obras enumeradas posibilitarán el transporte de una creciente producción de gas natural no convencional desde la Cuenca Neuquina, motivo por el cual reviste fundamental importancia dar continuidad al Plan Gas.Ar diseñado por el Decreto N° 892/20, formulando las modificaciones y aclaraciones que sean conducentes a los fines de poder dotar de manera anticipada y planificada de herramientas legales que garanticen previsibilidad, certeza y confiabilidad a las operaciones futuras que se realicen en el sistema.

Que, asimismo, se han evidenciado importantes incrementos en la inyección de gas natural producto de la ejecución del Plan Gas.Ar durante los años 2020 y 2021, en particular en la Cuenca Neuquina, y considerando las estimaciones del sector resulta prioritario y urgente conformar demanda para volúmenes incrementales que puedan evacuarse en uso de la nueva capacidad de transporte en el sistema, en particular para las obras a realizarse en el marco del Programa Transport.Ar creado por la señalada Resolución N° 67/22 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA.

Que no obstante los incrementos provenientes de la Cuenca Neuquina, es dable destacar lo manifestado por la Dirección Nacional de Exploración y Producción de la SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA mediante el Informe Técnico N° IF-2022-106470548-APN-DNEYYP#MEC, en el cual se puso de manifiesto que se ha observado una dinámica diferenciada entre las distintas cuencas productivas, donde la Cuenca Neuquina se destacó por su crecimiento y sus mejoras de productividad, al tiempo que las demás cuencas han enfrentado dificultades para revertir su declino tendencial, lo que impele a tomar las medidas conducentes con el fin de incentivar la producción de gas natural en cada una de las cuencas del país.

Que por ello, y atento la importancia que reviste estimular políticas proclives al desarrollo federal de los recursos energéticos, resulta oportuno, meritorio y conveniente contemplar la realidad de cada una de las cuencas

productivas del país, a los efectos de propender a la potenciación de la actividad hidrocarburífera.

Que con idéntico temperamento al sugerido supra, la Dirección Nacional de Transporte e Infraestructura de la citada Subsecretaría elaboró el Informe Técnico N° IF-2022-106592637-APN-DNTEI#MEC, por el cual concluyó que la rápida recuperación que mostró la producción de gas no convencional en la Cuenca Neuquina en virtud de la implementación del Plan Gas.Ar provocó la saturación de la capacidad de evacuación de los gasoductos, tornando imperiosa la necesidad de expandir la capacidad de transporte desde la mencionada cuenca.

Que con el fin de alcanzar tal cometido, el área técnica referida consideró relevante seguir sosteniendo las inversiones en las obras de infraestructura necesarias para incrementar la capacidad de transporte de gas natural, en consonancia con las definiciones trazadas en el Programa Transport.Ar.

Que los contratos a suscribirse deberán ser capaces de producir niveles de precios acordes con inversiones a largo plazo y, al mismo tiempo, podrán contener mecanismos de incentivo o estímulo adicionales que aseguren la más amplia aceptación por parte de la industria global del gas natural.

Que a efectos de lograr la máxima coordinación con el Plan Gas.Ar vigente a la fecha del dictado del presente acto, corresponde autorizar a la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA a incorporar en los esquemas de comercialización a celebrar disposiciones que permitan amalgamar los contratos y los compromisos de producción e inyección asumidos en el marco de las instancias celebradas en el Plan Gas.Ar.

Que para asegurar el cumplimiento del mandato establecido en el inciso 2 del artículo 2° del Anexo I del Decreto N° 1738/92, reglamentario de la Ley N° 24.076, el esquema a diseñar deberá facultar a la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA a asegurar que los precios del gas natural resultantes de los contratos se compatibilicen con la seguridad de abastecimiento con el mínimo costo para los usuarios y las usuarias.

Que, en este sentido, el esquema deberá contemplar que el ESTADO NACIONAL tome a su cargo el pago mensual de una porción del precio de la inyección comprometida por parte de las empresas productoras participantes, con el fin de administrar el impacto del costo del gas natural incorporado a las tarifas al usuario o a la usuaria, conforme al Punto 9.4.2. de las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución de gas por redes, aprobadas por el artículo 5° del Decreto N° 2255/92.

Que con el fin de promover la plena adherencia de los actores o las actrices de la industria del gas natural, corresponde la creación de un mecanismo que garantice a las empresas productoras el pago de aquella porción del precio del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) que el ESTADO NACIONAL ha decidido tomar a su cargo.

Que de igual modo que en lo reglado por el Decreto N° 892/20, el precio del gas natural que resulte de las ventas realizadas por las empresas productoras de gas natural, como consecuencia de los acuerdos o esquemas comerciales que se alcancen en el marco del citado decreto, con las modificaciones introducidas por la presente medida, será el precio que se tomará como referencia a los efectos de calcular y liquidar las regalías previstas en el artículo 59 de la Ley N° 17.319, correspondientes en forma exclusiva a los volúmenes de gas natural vendidos por las mencionadas empresas en el marco de dichos acuerdos.

Que en el marco de la declaración de emergencia pública vigente al momento de la sanción del Decreto N° 892/20, se entendió conveniente priorizar el acceso al gas natural de los usuarios residenciales-domésticos y las usuarias residenciales-domésticas y de aquellos usuarios no domésticos y aquellas usuarias no domésticas sin

cantidades contractuales mínimas, o sin contratos, denominados, estos últimos “Servicio General P1, P2 y P3 Grupo III”, por sobre otras categorías de demanda.

Que, no obstante, en la nueva coyuntura del mercado de gas natural resulta conveniente establecer que para aquellos usuarios categorizados y aquellas usuarias categorizadas al 1° de mayo de 2021 como “Servicio General P3 Grupos I y II”, el abastecimiento de gas sea únicamente bajo la modalidad de servicio completo por intermedio de su prestadora del servicio de distribución.

Que, asimismo, es preciso prever, a través de la participación de la sociedad anónima bajo injerencia estatal ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA), los volúmenes de gas natural necesarios para el normal abastecimiento de la demanda prioritaria que no estén incluidos en el esquema previsto en el presente decreto.

Que desde el punto de vista técnico, económico, financiero, legal y logístico se torna imperioso el urgente lanzamiento del esquema contenido en el Anexo que por la presente medida pasa a integrar al Decreto N° 892/20, en tanto la puesta en marcha de nuevos proyectos de inversión en materia de producción e infraestructura gasíferas requieren necesariamente de un desarrollo temporal mínimo, a los efectos de lograr el aumento de las inyecciones de gas natural con el horizonte previsto para el inicio del próximo período estacional de invierno.

Que tal objetivo se aúna con la siempre acuciante necesidad de velar por los intereses de los usuarios y las usuarias del servicio público de gas natural.

Que, en consecuencia, deviene imposible seguir los trámites ordinarios para la sanción de las leyes.

Que la Ley N° 26.122 regula el trámite y los alcances de la intervención del HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN respecto de los Decretos de Necesidad y Urgencia dictados por el PODER EJECUTIVO NACIONAL, en virtud de lo dispuesto por el artículo 99, inciso 3 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Que la citada ley determina que la COMISIÓN BICAMERAL PERMANENTE tiene competencia para pronunciarse respecto de la validez o invalidez de los Decretos de Necesidad y Urgencia, así como para elevar el dictamen al plenario de cada Cámara para su expreso tratamiento, en el plazo de DIEZ (10) días hábiles.

Que el artículo 22 de la Ley N° 26.122 dispone que las Cámaras se pronuncien mediante sendas resoluciones, y que el rechazo o aprobación de los decretos deberá ser expreso conforme lo establecido en el artículo 82 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Que ha tomado intervención el servicio jurídico competente.

Que la presente medida se dicta en uso de las atribuciones conferidas por el artículo 99, incisos 1 y 3 de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Por ello,

EL PRESIDENTE DE LA NACIÓN ARGENTINA

EN ACUERDO GENERAL DE MINISTROS

DECRETA:

ARTÍCULO 1°.- Sustitúyese el artículo 2° del Decreto N° 892/20 por el siguiente:

“ARTÍCULO 2°.- Apruébase el “PLAN DE REASEGURO Y POTENCIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FEDERAL DE HIDROCARBUROS, EL AUTOABASTECIMIENTO INTERNO, LAS EXPORTACIONES, LA SUSTITUCIÓN DE IMPORTACIONES Y LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA TODAS LAS CUENCAS HIDROCARBURÍFERAS DEL PAÍS 2023-2028” que como Anexo (IF-2022-117816376-APN-SE#MEC) forma parte del presente decreto, e instrúyese a la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA a instrumentar dicho Plan.

Asimismo, facúltase a la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA a realizar las adecuaciones y cambios necesarios para la instrumentación de dicho Plan en los aspectos no medulares de los objetivos indicados en este artículo y de las pautas, criterios y condiciones elementales contenidos en el artículo 4° del presente decreto.

El referido Plan se asienta en la participación voluntaria por parte de las empresas productoras, prestadoras del servicio público de distribución y subdistribución que hagan adquisiciones en forma directa de las empresas productoras y de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA).

El Plan contempla los siguientes objetivos:

- a. Viabilizar inversiones en producción de gas natural con el objetivo de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus propios yacimientos.
- b. Proteger los derechos de los usuarios actuales y futuros y las usuarias actuales y futuras del servicio de gas natural.
- c. Promover el desarrollo de agregado nacional en la cadena de valor de toda la industria gasífera.
- d. Mantener los puestos de trabajo en la cadena de producción de gas natural.
- e. Sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional.
- f. Coadyuvar con una balanza energética superavitaria y con el desarrollo de los objetivos fiscales del Gobierno.
- g. Generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos.
- h. Otorgar previsibilidad en el abastecimiento a la demanda prioritaria y al segmento de generación eléctrica de fuente térmica.
- i. Establecer un sistema transparente, abierto y competitivo para la formación del precio del gas natural, compatible con los objetivos de política energética establecidos por el PODER EJECUTIVO NACIONAL”.

ARTÍCULO 2°.- A los efectos del abastecimiento de gas natural, los usuarios categorizados y las usuarias categorizadas como “Servicio General P3 Grupos I y II” al 1° de mayo de 2021 formarán parte de la “demanda prioritaria”, conforme lo definido en el Punto 4.10 del Anexo del Decreto N° 892/20 y su modificatorio, y deberán

ser abastecidos y abastecidas bajo la modalidad de Servicio Completo, en el marco de lo dispuesto por el esquema aprobado por este decreto.

El ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, deberá dictar todos los actos administrativos que fueren necesarios a efectos de cumplir con lo establecido en el presente decreto.

ARTÍCULO 3°.- Sustitúyese el artículo 4° del Decreto N° 892/20 por el siguiente:

“ARTÍCULO 4°.- Facúltase a la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA a instrumentar el esquema de abastecimiento de volúmenes, plazos y precios máximos de referencia de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), aplicable a los contratos o acuerdos de abastecimiento que entre oferentes y demandantes se celebren en el marco del Plan, y que garanticen la libre formación y transparencia de los precios conforme a lo establecido en la Ley N° 24.076.

El esquema a instrumentar incorpora las siguientes pautas, criterios y condiciones elementales:

- a. Volumen: será establecido por la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA a efectos de garantizar el óptimo abastecimiento de la demanda y conforme la capacidad de transporte. Podrá ser ampliado para los sucesivos períodos y/o para los volúmenes a incluir en los plazos que eventualmente se extienda el plan.
- b. Plazo: se extenderá hasta el año 2028 inclusive. Este plazo podrá ser ampliado por la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA en función de la evaluación de la situación en el mercado de gas.
- c. Exportaciones: podrán ofrecerse a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme durante el período estacional de verano y/o de invierno, sobre la base de las estimaciones de oferta y demanda que efectúe la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA.

Los cupos de exportación en condición firme del Plan Gas.Ar se asignarán, en cada cuenca, a los productores adjudicatarios o las productoras adjudicatarias conforme las siguientes pautas y de acuerdo con lo que disponga la reglamentación que establezca oportunamente la Autoridad de Aplicación:

- i. Un porcentaje del cupo se asignará en función de la participación del volumen total del adjudicatario o de la adjudicataria (para el año calendario que corresponda) en todas las rondas del Plan en la cuenca de que se trate.
- ii. Un porcentaje del cupo se distribuirá entre quienes generen el mayor descuento en precio, ponderado por volumen, en las rondas de volúmenes incrementales base y estacional de invierno, en ambos casos respecto de sus precios tope o, en su defecto, de la referencia de precio de sustitución que determine la reglamentación que establezca oportunamente la Autoridad de Aplicación.

Cuando en virtud del análisis de oferta y demanda de gas natural para abastecimiento interno se determinase que una o más de las cuencas se encuentra inhabilitada para realizar exportaciones, el DIEZ POR CIENTO (10 %) del volumen total disponible para exportar de la cuenca habilitada o las cuencas habilitadas será asignado para exportaciones a los adjudicatarios o las adjudicatarias de aquella cuenca inhabilitada o aquellas cuencas inhabilitadas para exportar, conforme lo establezca la reglamentación que establezca oportunamente la Autoridad de Aplicación, y siempre y cuando las autoridades de aplicación tanto de la provincia inhabilitada o las provincias inhabilitadas a exportar como de la provincia o las provincias donde se produzca el gas exportado, presten

conformidad con la correspondiente operación de intercambio de cuenca.

Estas exportaciones se asignarán tomando en consideración el abastecimiento interno y los mejores precios de venta al mercado externo en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) de los contratos de exportación.

La SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA podrá elevar el porcentaje referido en hasta un QUINCE POR CIENTO (15 %) en función del volumen por el que se soliciten exportaciones desde la cuenca inhabilitada o las cuencas inhabilitadas y los precios establecidos en los respectivos contratos de exportación.

Ningún adjudicatario o ninguna adjudicataria podrá exportar en cada período más del TREINTA POR CIENTO (30 %) del volumen total autorizado a exportar o más del CINCUENTA POR CIENTO (50 %) de su compromiso de entrega en el marco del Plan, lo que resulte menor, conforme lo que determine la reglamentación que establezca oportunamente la Autoridad de Aplicación.

En el caso de las Exportaciones en condición Firme Plan Gas.Ar que correspondan al período estival 2023-2024, se asignarán los Volúmenes Prioritarios Neuquina y los Volúmenes Prioritarios Austral, CUATRO (4) MMm³/d y DOS (2) MMm³/d, respectivamente, en función de la prioridad de despacho establecida en la Resolución N° 447 del 29 de diciembre de 2020 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA para los Productores Adjudicados en cada una de las Cuencas que corresponda.

d. Precio mínimo de exportación: la Autoridad de Aplicación establecerá en cada oportunidad un precio mínimo que deberán respetar las autorizaciones de exportación. Dicho precio constituirá el precio comercial razonable conforme a lo dispuesto en el artículo 6° de la Ley N° 17.319.

Sin perjuicio de lo anterior, en el caso de solicitudes de exportación realizadas en el marco de ofertas/acuerdos de compraventa de gas natural con obligaciones de entrega y recepción en firme vigentes, asumidas durante la vigencia de las Resoluciones Nros. 299 del 14 de julio de 1998 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex-MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS y 131 del 9 de febrero de 2001 de la ex-SECRETARÍA DE ENERGÍA Y MINERÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, se respetarán las condiciones de tales ofertas o acuerdos.

e. Procedimiento de oferta y demanda: los contratos particulares resultantes del esquema serán negociados mediante un mecanismo de concurso público, licitación y/o procedimiento similar, a ser diseñado por la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, que garantice los más altos estándares de concurrencia, igualdad, competencia y transparencia.

f. Valor agregado nacional y planes de inversión: el diseño, instrumentación y ejecución de estos programas por parte de las empresas productoras cumplirá con el principio de utilización plena y sucesiva, local, regional y nacional de las facilidades en materia de empleo, provisión directa de bienes y servicios por parte de Pymes y empresas regionales, así como de bienes, procesos y servicios de industria, tecnología y trabajo nacional.

g. Misceláneas: se preverán otros aspectos que, a criterio de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA resulten conducentes a los efectos de garantizar la seguridad de abastecimiento de gas natural desde el punto de vista de la previsibilidad de la oferta y la garantía de tarifas justas, razonables y asequibles para la demanda”.

ARTÍCULO 4°.- Invítase a las provincias productoras de gas natural a adherir al presente decreto.

ARTÍCULO 5°.- El Jefe de Gabinete de Ministros realizará las modificaciones presupuestarias que resulten necesarias a los fines del cumplimiento del presente decreto.

ARTÍCULO 6°.- Dese cuenta a la COMISIÓN BICAMERAL PERMANENTE del HONORABLE CONGRESO DE LA NACIÓN.

ARTÍCULO 7°.- La presente medida entrará en vigencia a partir del día siguiente al de su publicación en el BOLETÍN OFICIAL.

ARTÍCULO 8°.- Comuníquese, publíquese, dese a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese.

Digitally signed by SORIA Martin Ignacio
Date: 2022.11.03 11:42:58 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by MAZZINA GUIÑAZU Ximena Ayelen
Date: 2022.11.03 11:44:05 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by GUERRERA Alexis Raul
Date: 2022.11.03 11:45:29 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by CAFIERO Santiago Andres
Date: 2022.11.03 11:49:12 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by CABANDIE Juan
Date: 2022.11.03 11:52:23 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by BAUER Tristan
Date: 2022.11.03 11:55:12 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by Daniel Fernando Filmus
Date: 2022.11.03 11:56:40 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by LAMMENS NUÑEZ Matias Daniel
Date: 2022.11.03 14:35:39 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by KATOPODIS Gabriel Nicolas
Date: 2022.11.03 14:37:05 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by MANZUR Juan Luis
Date: 2022.11.03 14:39:35 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by TAIANA Jorge Enrique
Date: 2022.11.03 14:41:49 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by FERNANDEZ Anibal Domingo
Date: 2022.11.03 14:44:09 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by TOLOSA PAZ Victoria
Date: 2022.11.03 14:47:01 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by MASSA Sergio Tomas
Date: 2022.11.03 14:49:45 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by DE PEDRO Eduardo Enrique
Date: 2022.11.03 14:55:36 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by KISMER Raquel Cecilia
Date: 2022.11.03 15:05:47 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by PERCZYK Jaime
Date: 2022.11.03 15:18:55 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by VIZZOTTI Carla
Date: 2022.11.03 15:22:17 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by FERNÁNDEZ Alberto Ángel
Date: 2022.11.03 18:56:29 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by Gestion Documental
Electronica
Date: 2022.11.03 18:57:56 -03:00

PLAN DE REASEGURO Y POTENCIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FEDERAL DE HIDROCARBUROS, EL AUTOABASTECIMIENTO INTERNO, LAS EXPORTACIONES, LA SUSTITUCIÓN DE IMPORTACIONES Y LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA TODAS LAS CUENCAS HIDROCARBURÍFERAS DEL PAÍS

2023-2028

I. Fundamentos

a) Sinergia público-privado: la iniciativa potencia los resultados óptimos que pueden lograrse a partir del accionar conjunto y mancomunado del sector público y del sector privado. Por una parte, el Estado ejerce su capacidad de planificación en cuanto al sistema de gas, estima los niveles de oferta y de demanda y realiza una agregación de esta última en vistas a:

- i. consolidar el bloque de volumen plano de poco más de SETENTA MILLONES (70 MM m³/d) en los TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) días del año adjudicado mediante las Rondas 1 y 3 del Plan Gas.Ar;
- ii. conformar demanda para volúmenes incrementales que puedan evacuarse en uso de la nueva capacidad de transporte a instalarse en el sistema, en particular para las obras a realizarse en el marco del Programa Transport.Ar (Resolución SE N° 67/2022), así como también;
- iii. procurar la máxima utilización de la capacidad de transporte disponible desde las cuencas Noroeste y Austral (que a los efectos de este Plan comprende la producción on shore y off shore de las provincias del Chubut, de Santa Cruz y de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur) con producción nacional, con el objetivo prioritario de sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional.

Por el otro, el mercado compite libremente para abastecer a dicha demanda, lo que favorece la reducción de precios relativos para un insumo vital de la economía.

b) Esquema competitivo: se convoca desde la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA a la firma de contratos directos entre Productores o Productoras, por un lado, y la demanda prioritaria (las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras) como la demanda de usinas térmicas (con CAMMESA), por el otro.

c) Objetivos: viabilizar inmediatamente inversiones para aumentar la producción de gas natural y, de manera indirecta, sus líquidos asociados en todas las cuencas del país y satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos.

d) Precio: el precio del gas en el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST) surgirá de la concurrencia en el mercado; en un marco de libre competencia, sujeto a las

condiciones que fija el Estado para asegurar los objetivos de la iniciativa, tales como la obligación de invertir para reducir el declino de la producción. Se fija un precio tope a los efectos de fomentar un nuevo nivel para el gas en el PIST que incorpore la curva de eficiencia de los últimos años.

e) Plazo: es de mediano plazo, extendiéndose el plazo dispuesto en el “CONCURSO PÚBLICO NACIONAL - PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO-ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024” hasta el 31 de diciembre de 2028, excepto para aquellos Productores adjudicatarios en el mencionado “CONCURSO PÚBLICO NACIONAL - PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO-ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024”, convocado mediante la Resolución N° 317 de fecha 20 de noviembre de 2020 y adjudicado mediante la Resolución N° 391 de fecha 15 de diciembre de 2020 ambas de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, que oportunamente incluyeron en su Plan de Inversión en Cuenca Austral un proyecto Costa Afuera (Off Shore) y, en consecuencia, su plazo de vigencia quedó establecido hasta el 31 de diciembre de 2028, a efectos de mantener y aumentar los volúmenes de producción existentes. Asimismo, el presente Esquema podrá ser continuado mediante concursos que puedan extender adjudicaciones previas al vencimiento, o bien adjudicar nuevos volúmenes por períodos equivalentes, en las condiciones que establezca la Autoridad de Aplicación, a los efectos de mantener y aumentar los volúmenes de producción existentes a dicho momento.

f) Compromiso: dependiendo de la instancia, los Productores o las Productoras deberán comprometerse a lograr una curva de producción por cuenca que garantice el sostenimiento y/o aumento de los niveles actuales y/o reducir los declinos, o bien comprometerse a realizar un determinado proyecto de inversión y a comercializar la producción asociada al mismo, en los términos que prevea la Autoridad de Aplicación en la reglamentación del presente Esquema. En cualquiera de los casos, en una actividad con declino geológico, ello implica un volumen de inversión significativo que –a la vez– tracciona los niveles de empleo.

g) Prioridad: a los efectos de reconocer prioridad para la inyección en períodos con excedentes de oferta, se efectuará, en primera instancia, un ordenamiento de las rondas por orden cronológico (partiendo de la más antigua a la más reciente), y dentro de cada ronda tendrán prioridad quienes oferten los precios más competitivos. De esta manera, se favorece la eficiencia en las asignaciones y se respeta el ordenamiento temporal de los compromisos.

h) Exportación: se otorga prioridad para exportar en condición firme parte del volumen total de exportación, a aquellos Productores o aquellas Productoras Firmantes que presenten precios más competitivos y/o que aporten mayor volumen en las Rondas, de manera tal que ello redunde en un ahorro fiscal para el Estado Nacional. Esta medida pretende seguir con el desarrollo del mercado de exportación a los países vecinos e incentivar la concurrencia en las futuras Rondas.

i) Tarifas y subsidios: la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA definirá, con la asistencia del ENARGAS, en caso de que se la requiera, y a partir del precio resultante en las Rondas para el gas en el PIST, cuáles son los niveles de subsidio en el precio del gas y el traslado (*pass through*) del costo a la demanda prioritaria vía contratos de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras. De esta manera, la Autoridad de Aplicación establece el contenido de la política pública de subsidios con el fin de proteger a los segmentos vulnerables

de la población. De allí que esta iniciativa tenga en cuenta tanto los precios requeridos para el desarrollo sostenible de la producción de gas en todas las cuencas de nuestro país, como los niveles tarifarios (y de subsidio) asociados que están relacionados con la demanda prioritaria.

j) Incumplimientos: habrá reducciones proporcionales sobre el Precio Ofertado y hasta se podrá perder la participación en el Esquema. Si se incumplen los compromisos de inversión o actividad, el incremento del valor agregado nacional y/o el compromiso de inyección en el Período Estacional de Invierno se debe abonar una penalidad.

k) Singularidad del sistema *Off Shore*: resulta oportuno diseñar condiciones particulares para los desarrollos Costa Afuera dadas las siguientes características diferenciales: (i) conllevan costos de inversión y logística más importantes; (ii) se encuentran ubicados en áreas remotas y con condiciones meteorológicas y oceánicas extremas (temperaturas -15°C , vientos 90 a 160 km/h, olas de hasta 10 metros y fuertes corrientes), con una alta variabilidad e impredecibilidad; (iii) las ventanas climáticas favorables para la instalación son reducidas y de duración aleatoria; (iv) las tormentas son un riesgo cierto; (v) los pozos a perforar son dirigidos y de largo alcance (hasta TRES (3 kilómetros), con equipos de alta tecnología y gran tamaño (del tipo *Jack Up*), movilizados desde lugares remotos del mundo; (vi) lo mismo aplica para los medios de instalación como flotas de barcasas, buques y helicópteros; (vii) la operación y el mantenimiento requiere medios marinos y aéreos de soporte, trabajos de buceo de alto riesgo y personal altamente capacitado; (ix) los puertos que se utilizan se encuentran a grandes distancias.

II. Objeto General

1. El presente Esquema tiene por objeto:

1.1. Viabilizar inversiones en producción de gas natural con el objetivo de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus propios yacimientos.

1.2. Proteger los derechos de los usuarios actuales y futuros y las usuarias actuales y futuras del servicio de gas natural.

1.3. Promover el desarrollo de agregado nacional en la cadena de valor de toda la industria gasífera.

1.4. Mantener los puestos de trabajo en la cadena de producción de gas natural.

1.5. Sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional.

1.6. Coadyuvar con una balanza energética superavitaria y con el desarrollo de los objetivos fiscales del Gobierno.

1.7. Generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos.

1.8. Otorgar previsibilidad en el abastecimiento a la demanda prioritaria y al segmento de generación eléctrica de fuente térmica.

1.9. Establecer un sistema transparente, abierto y competitivo para la formación del precio del gas natural compatible con los objetivos de política energética establecidos por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

1.10. Contribuir al desarrollo y la consolidación de mercados de exportación para el gas natural argentino.

2. Los Productores y las Productoras Firmantes adhieren al presente Esquema habiendo tenido en cuenta sus reservas, concesiones y contratos vigentes que les otorgan derecho a la explotación de hidrocarburos.

3. Las Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas Natural adhieren al presente Esquema en el marco de las obligaciones emergentes del régimen jurídico del gas natural, de la continuidad del proceso de normalización del mercado de gas natural, de la protección de los usuarios y las usuarias y del adecuado abastecimiento de gas natural a la demanda prioritaria.

III. Definiciones

4. Las siguientes Definiciones deben aplicarse a los fines interpretativos del Esquema y sus Anexos, los cuales forman parte integrante de aquel:

4.1. Autoridad de Aplicación: es la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA.

4.2. CAMMESA: es la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA.

4.3. CMD: es la Cantidad Máxima Diaria de gas natural comprometida.

4.4. Contratos: son los acuerdos a ser firmados entre Productores o Productoras, por una parte; y las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y/o ENARSA y/o CAMMESA, por el otro, resultantes del proceso de Subasta que establezca la Autoridad de Aplicación.

4.5. Contratos de Gas Incremental: son los acuerdos a ser celebrados entre Productores o Productoras, por un lado, y CAMMESA y/o ENARSA, por otro, que establecen un compromiso de entrega y toma para el Gas Incremental, en los términos del presente Esquema.

4.6. Consumo fuera del sistema (*Off System*): es el gas natural consumido que no ingresa al sistema de transporte.

4.7. Consumo propio: es el gas producido y captado dentro del área de concesión y destinado para uso interno, que incluye, pero no se limita, al combustible para equipos, inyección en gas-lift, generación de energía eléctrica y toda actividad e instalaciones necesarias para la operación del área.

4.8. Cuenca *Off Shore*: es la cuenca sedimentaria que se encuentra localizada, total o parcialmente costa afuera (*Off Shore*), medida desde la línea de base hacia el límite exterior de la plataforma continental.

4.9. *Deliver or Pay (DOP)*: es el compromiso del vendedor o de la vendedora de entregar el volumen de gas natural contratado o pagar el valor de aquel.

4.10. Demanda Prioritaria: es la demanda de gas natural de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras destinada exclusivamente a aquellos grupos de consumidores o consumidoras que, acorde a la normativa vigente, a la fecha del presente Esquema deben ser abastecidos o abastecidas de gas natural por dichas prestatarias. Estos clientes o estas clientas son: (i) los usuarios o las usuarias Residenciales, (ii) los usuarios categorizados o las usuarias categorizadas por el artículo 11 del Decreto N° 181/2004 como correspondientes a los segmentos denominados “P1” y “P2”, ambos integrados por usuarios o usuarias de la Categoría Tarifaria correspondiente al Servicio General “P”, acorde al Reglamento de Servicio de Distribución de gas por redes, (iii) los usuarios definidos o las usuarias definidas en la Resolución S.E. N° 2.020/2005 como el Grupo III, de entre aquellos usuarios o aquellas usuarias que por su nivel de consumo se ubican en el segmento “P3” de la Categoría Tarifaria Servicio General “P”, según las mismas disposiciones del artículo 11 del Decreto N° 181/04 citado, y (iv) los usuarios que al 1° de mayo de 2021 se encontraban categorizados como Servicio General “P3” grupos I y II. A estos efectos, no se considerará incluida como Demanda Prioritaria al consumo de aquellos usuarios que, hallándose categorizados como Servicio General “G” o Grandes Usuarios, hayan sido recategorizados como Servicio General “P3” grupos I, II y III con posterioridad al 1° de mayo de 2021 y al consumo de los usuarios Gas Natural Comprimido (GNC).

4.11. Demanda Usinas: es la demanda de gas natural destinada a la producción de energía eléctrica.

4.12. Distribuidoras y Subdistribuidoras: son las empresas prestadoras de servicio de distribución de gas natural por redes de la República Argentina que operan con licencias otorgadas conforme a la Ley N° 24.076; y las Subdistribuidoras habilitadas, conforme a la Ley N° 24.076, que reciben o puedan recibir gas en forma directa de los Productores o las Productoras.

4.13. Esquema: es el PLAN DE REASEGURO Y POTENCIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FEDERAL DE HIDROCARBUROS, EL AUTOABASTECIMIENTO INTERNO, LAS EXPORTACIONES, LA SUSTITUCIÓN DE IMPORTACIONES Y LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA TODAS LAS CUENCAS HIDROCARBURÍFERAS DEL PAÍS 2023-2028, denominado también Plan Gas.AR.

4.14. Gas Retenido: es la cantidad de gas que retiene la Transportista entregada por el Cargador para su transporte bajo las Condiciones Especiales del Reglamento del Servicio respectivo, para su uso como combustible para las plantas compresoras y para compensación de pérdidas en la línea.

4.15. Gas Incremental: es el volumen de gas natural producido en exceso de la línea base de producción, en el marco de un Plan de Actividad Incremental.

4.16. ENARSA: es la sociedad anónima bajo injerencia estatal ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA.

- 4.17. Inyección Base: es la inyección promedio del trimestre mayo-junio-julio de 2020 de cada Productor o Productora Firmante, por cuenca, e incluye los consumos *off system*.
- 4.18. MEG o MEGSA: es el mercado electrónico de gas administrado por la empresa MERCADO ELECTRÓNICO DE GAS SOCIEDAD ANÓNIMA (MEGSA).
- 4.19. Oferta: es la propuesta del Productor interesado o Productora interesada de participar y que se detalla en los Puntos 5 y 6 del presente Esquema.
- 4.20. Pago Provisorio: es el pago equivalente al OCHENTA Y CINCO POR CIENTO (85%) de la compensación calculada sobre la base de la Declaración Jurada presentada por cada Productor o Productora Firmante respecto a sus entregas, conforme establezca oportunamente la reglamentación de la Autoridad de Aplicación, para el mes que corresponda.
- 4.21. Pago Ajustado: es la diferencia entre la compensación calculada en función de la información contenida en la Declaración Jurada certificada por auditores independientes, conforme el Punto 65 presentada por cada Productor o Productora Firmante a la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, y el Pago Provisorio percibido del mes que corresponda.
- 4.22. Período Estacional de Invierno: es el período comprendido entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre de cada año.
- 4.23. Período Estacional de Verano: es el período comprendido entre el 1° de octubre y el 30 de abril de cada año.
- 4.24. PIST: es el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte de Gas Natural.
- 4.25. Plan de Inversiones y Programa de incremento proporcional y progresivo del Valor Agregado Nacional (VAN): es el plan de inversión previsto en el Punto 5.4 y que contiene, como mínimo, el detalle establecido en el ANEXO A; y el programa de incremento del VAN descrito en el Punto 82.
- 4.26. Plan de Actividad Incremental: es la propuesta de actividad que deberán presentar los oferentes que adhieran al esquema en los términos de las definiciones que establezca la Autoridad de Aplicación, conforme lo estipulado en el Punto 5.5 del presente Anexo.
- 4.27. Precio Base: es el precio del gas en el PIST de referencia para CAMMESA establecido en el artículo 9° de la Resolución de Secretaría de Energía N° 354/2020. La cuenca aplicable será determinada de acuerdo a la cuenca donde se ubique el o los PIST del Productor o de la Productora Firmante y/o las inyecciones *Off System* del Productor o de la Productora Firmante.
- 4.28. Precio en Cuadros Tarifarios: es el precio del gas en el PIST de conformidad con los cuadros tarifarios para las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras.

- 4.29. Precio Máximo: es el precio del gas en el PIST máximo admisible para la presentación de ofertas definido para cada cuenca, de acuerdo con lo establecido en la reglamentación que oportunamente dicte la Autoridad de Aplicación.
- 4.30. Precio de Mercado: es el Precio Promedio Ponderado (PPP) del gas en el PIST de las ofertas adjudicadas en los procedimientos que oportunamente lleve adelante la Autoridad de Aplicación.
- 4.31. Precio Período Estacional de Verano: es el precio del gas en el PIST de aplicación para los SIETE (7) meses comprendidos en los períodos enero-abril y octubre-diciembre de cada año. Dicho precio surge de multiplicar el Precio Ofertado por cada Productor o Productora por un factor de ajuste de CERO COMA OCHENTA Y DOS (0,82).
- 4.32. Precio Período Estacional de Invierno: es el precio del gas en el PIST de aplicación para los CINCO (5) meses comprendidos en el período mayo-septiembre de cada año. Dicho precio surge de multiplicar el Precio Ofertado por cada Productor o Productora por un factor de ajuste de UNO COMA VEINTICINCO (1,25).
- 4.33. Precio Período Estacional de Invierno Adicional: es el precio de gas en PIST de aplicación para el Volumen de Período Estacional de Invierno Adicional. Dicho precio surge de multiplicar el Precio Ofertado por cada Productor o Productora para este Período Adicional por un factor de ajuste de UNO COMA TREINTA (1,30).
- 4.34. Productor o Productora Firmante: es el Productor o la Productora de Gas Natural que hubiese suscripto el presente Esquema.
- 4.35. Productor Excluido o Productora Excluida: es el Productor o la Productora Firmante a quien se le ha dado de baja del presente Esquema por incumplimientos.
- 4.36. Productor o Productora Firmante con Precio Base o Precio en Cuadros Tarifarios: es el Productor o la Productora Firmante que no tiene derecho a percibir el Precio Ofertado de conformidad con el Punto 34.8 y demás disposiciones concordantes del presente Esquema.
- 4.37. Productor o Productora de Gas Natural: es la empresa productora de gas natural titular de una concesión de explotación otorgada por el ESTADO NACIONAL o por las respectivas Provincias, en uso de sus respectivas facultades legales, o de contratos en virtud de los cuales realizan actividades de explotación de hidrocarburos.
- 4.38. Ronda: es cada una de las instancias en las que la Autoridad de Aplicación realice la convocatoria para la adjudicación de volúmenes en el marco del presente Esquema.
- 4.39. Secretaría de Energía: es la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA.
- 4.40. Subasta: es el procedimiento competitivo mediante el cual, la Autoridad de Aplicación promueve la competencia entre los o las oferentes para definir las posiciones

relativas a precios y volúmenes que establecerá oportunamente la normativa que dicte la Autoridad de Aplicación.

4.41. Subsecretaría de Energía Eléctrica: es la SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA.

4.42. Subsecretaría de Hidrocarburos: es la SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA.

4.43. *Take Or Pay (TOP)*: es el compromiso del comprador o de la compradora de tomar el volumen de gas natural contratado o pagar el valor de aquel.

4.44. Vigencia: El presente Esquema extiende el plazo de vigencia dispuesto en el “CONCURSO PÚBLICO NACIONAL – PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO-ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024”, hasta el 31 de diciembre de 2028, excepto para aquellos Productores adjudicatarios en el “CONCURSO PÚBLICO NACIONAL – PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO-ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024”, convocado mediante la Resolución N° 317 de fecha 20 de noviembre de 2020 y adjudicado mediante la Resolución N° 391 de fecha 15 de diciembre de 2020 ambas de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, que oportunamente incluyeron en su Plan de Inversión en Cuenca Austral un proyecto Costa Afuera (Off Shore) y, en consecuencia, su plazo de vigencia quedó establecido hasta el 31 de diciembre de 2028, a efectos de mantener y aumentar los volúmenes de producción existentes.

4.45. Volumen base total: es el bloque de SETENTA COMA CUATRO MILLONES (70,4 MMm³/d) en los TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO (365) días del año de volumen adjudicado en el marco de:

- i. los procedimientos realizados para el Concurso Público Nacional “RONDA #1 – CONCURSO PÚBLICO NACIONAL - PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO–ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024”, convocado mediante la Resolución S.E. N° 317/2020 y adjudicado mediante la Resolución S.E. N° 391/2020, y
- ii. los procedimientos realizados para el Concurso Público Nacional “RONDA #3 – CONCURSO PÚBLICO NACIONAL – PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO – ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024”, convocado mediante la Resolución S.E. N° 984/2021 y adjudicado mediante la Resolución N° 1091 de dicho organismo.

Dicho volumen podrá incrementarse en el marco de nuevos procedimientos que la Autoridad de Aplicación dicte a partir de la entrada en vigencia del presente Esquema.

4.46. Volúmenes contractualizados: son las cantidades establecidas de conformidad con la reglamentación que establezca oportunamente la Autoridad de Aplicación, destinadas a abastecer los diferentes segmentos de demanda.

4.47. Volumen del Período Estacional de Invierno Adicional: serán volúmenes adicionales que podrán adjudicarse en el Período Estacional de Invierno de cada uno de los años de vigencia del presente esquema. El volumen a adjudicar será distribuido según los términos y condiciones que determine la Autoridad de Aplicación.

IV. Adhesión al Esquema

5. Cada Productor interesado o Productora interesada en adherir al presente Esquema, en oportunidad de la convocatoria que al efecto hará la SECRETARÍA DE ENERGÍA, deberá: (a) remitir una nota de adhesión por el sistema TAD y, separadamente, (b) presentar su oferta en sobre cerrado o en el soporte tecnológico que establezca la reglamentación que asegure su inviolabilidad, la que contendrá una propuesta sobre los siguientes aspectos:

5.1. En caso de corresponder, los volúmenes de cada uno de los productos a licitar en el concurso, o el Plan de Actividad Incremental pertinente;

5.2. El precio del volumen de cada producto ofertado para cada cuenca;

5.3. En caso de corresponder, la curva de producción comprometida/estimada por cada una de las cuencas en las que adhiera, distinguiendo provincias y/o áreas bajo jurisdicción del ESTADO NACIONAL dentro del continente o Costa Afuera (*Off Shore*);

5.4. El Plan de Inversiones a desarrollar para alcanzar sus volúmenes de inyección comprometidos, que deberá ser presentado en las condiciones fijadas en la reglamentación que establezca oportunamente la Autoridad de Aplicación, y el Programa de Incremento Proporcional y Progresivo del VAN previsto en el Punto 82;

5.5. Información detallada, tanto técnica como comercial, del Plan de Actividad Incremental propuesto en el marco de los concursos, la que deberá incluir mínimamente una proyección mensual, en metros cúbicos diarios, de la curva de producción incremental, la curva de producción incremental máxima y la línea base de producción.

6. Cada Distribuidora y/o Subdistribuidora interesada en adherir al presente Esquema deberá remitir una nota de adhesión por el sistema TAD a las condiciones aquí establecidas entendiéndose que las obligaciones de las Distribuidoras y/o Subdistribuidoras adherentes se generarán a partir de la firma de los Contratos celebrados con las respectivas productoras, en el marco del presente esquema.

V. Criterios generales

7. Asignación de volúmenes por cuenca: se realiza una asignación a las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y/o ENARSA y/o CAMMESA, de conformidad con la

reglamentación que establezca oportunamente la Autoridad de Aplicación, respondiendo al ordenamiento de los Productores o las Productoras Firmantes, en función del orden creciente de precios ofertados para cada cuenca. En caso de igualdad de precios se asignará proporcionalmente en función del volumen propuesto por cada Productor o Productora.

8. Autorización de exportaciones: el Volumen Contractualizado será autorizado, en forma parcial, para su destino de exportación en condición firme, conforme lo establecido en la Ley N° 24.076 y normativa complementaria, primando el abastecimiento interno.

9. Cálculo de la participación comprometida: cada Productor o Productora Firmante es responsable por los Volúmenes Comprometidos, conforme surjan del mecanismo de asignación, según se detalle en la reglamentación que establezca oportunamente la Autoridad de Aplicación. La responsabilidad de cada Productor o Productora Firmante por el compromiso asumido en el presente Esquema es simplemente mancomunada, limitándose cada Productor o Productora Firmante a suministrar los Volúmenes del Esquema comprometidos por él mismo o ella misma, por cada cuenca.

10. Compromiso de entrega: se asume por cuenca y por mes, para el abastecimiento de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y/o de ENARSA y/o de CAMMESA, incluyendo consumos fuera del sistema, y por parte de cada uno de los productores o cada una de las productoras que adhieran, conforme la reglamentación que establezca oportunamente la Autoridad de Aplicación.

11. Compromiso de inyección, de actividad, de inversión y de incremento proporcional y progresivo del VAN: se realizan por la vigencia del presente Esquema, de conformidad con la reglamentación que oportunamente apruebe la Autoridad de Aplicación y en el Punto 82, y con discriminación de cuencas.

Para cada Productor o Productora Firmante, en cada cuenca y en cada período, el Compromiso de Inyección será la suma de: (i) la curva de producción comprometida asociada a los volúmenes del Período Base adjudicados en el marco de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 391/2020, y la eventual extensión de los Compromisos de Entrega asumidos en el marco de dicha adjudicación, en caso de corresponder, divididos por CERO COMA SIETE (0,7); (ii) los volúmenes del Período Base adjudicados en el marco de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 1091/2021 y la eventual extensión de esos Compromisos de Entrega, en caso de corresponder; y (iii) los volúmenes del Período Base a adjudicarse en nuevas Rondas del Esquema. Los volúmenes del Período Estacional de Invierno Adicional a adjudicarse en nuevas Rondas del Esquema no formarán parte del Compromiso de Inyección, sin embargo, sus volúmenes efectivamente entregados no serán computados para el cumplimiento del Compromiso de Inyección del adjudicatario. Para el gas inyectado del Período Estacional de Invierno Adicional proveniente de contratos celebrados en el marco de los Concursos Públicos Nacionales convocados por Resoluciones de la Secretaría de Energía N° 317/2020 y 129/2021, se mantendrán los criterios ya establecidos en dichas normas.

En caso de no poderse cubrir total o parcialmente el volumen de un producto a licitar en una cuenca determinada, la Autoridad de Aplicación podrá asignar dicho volumen a ofertas de otras cuencas, siempre que haya capacidad de transporte contratada y disponible por las demandas de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras. En aquellos casos donde se requiera

un compromiso de producción, la curva presentada por los Productores o las Productoras Firmantes será ajustada proporcionalmente en función del volumen ofertado que fuere efectivamente adjudicado. Dicha curva de producción ajustada no podrá ser inferior a su Inyección Base.

El Plan de Inversiones a presentar, de conformidad con el ANEXO A, en ningún caso podrá ser inferior al flujo de fondos, producto de la compensación del Punto 23 a recibir del ESTADO NACIONAL. En caso de ser necesario, la SECRETARÍA DE ENERGÍA podrá modificar el mencionado factor de ajuste por hasta un UNO COMA VEINTICINCO (1,25). A tal efecto, el Productor o la Productora Firmante deberá informar a la Autoridad de Aplicación, con periodicidad trimestral y con apertura mensual, el debido cumplimiento del mencionado plan, junto con la entrega de información auditada y en carácter de declaración jurada.

12. Incumplimiento: en caso de no cumplir con las obligaciones asumidas en el presente Esquema, el Productor o la Productora Firmante será pasible de las penalidades establecidas en el Punto 33 y siguientes.

13. Precio de traslado a la demanda: el ESTADO NACIONAL podrá tomar a su cargo el pago mensual de una porción del precio del gas natural en el PIST resultante de la Subasta a efectos de reducir el costo del gas a pagar por el usuario o la usuaria, conforme al Punto 9.4.2. de las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución de gas por redes. Al efecto, la Autoridad de Aplicación determinará, con la asistencia del ENARGAS, en caso de que esta sea requerida, y mediante un proceso que, de corresponder, incluya instancias de efectiva participación ciudadana, el monto que podrá ser igual o inferior al Precio de Mercado que surja de las adjudicaciones de la Subasta. El diferencial entre el precio determinado por la Autoridad de Aplicación de acuerdo al Punto 4.28 y el Precio resultante de la Subasta estará a cargo del ESTADO NACIONAL.

14. Precio ofertado: es el precio a reconocer al Productor o a la Productora Firmante que cumpla debidamente con los compromisos de entrega del volumen propuesto y asignado, consistente en el precio de traslado a la demanda y la compensación asumida por el ESTADO NACIONAL conforme el Esquema.

15. Prioridad de nominación: a los efectos de determinar la prioridad en las nominaciones en cada cuenca, se establece el siguiente ordenamiento de los Contratos:

- i. se ordenan cronológicamente las Rondas (esto es, de la más antigua a la más reciente, considerando la fecha de adjudicación y la fecha de primera entrega de los contratos),
- ii. se ordenan por precio ascendente, esto es de menor a mayor, los volúmenes adjudicados en cada Ronda.

En virtud de este ordenamiento, en caso de que las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y/o ENARSA y/o CAMMESA tengan que tomar volúmenes inferiores a la CMD en períodos de baja demanda, se reducirá en la cuenca que corresponda, en primera instancia, la nominación hasta el TOP al Productor o a la Productora Firmante que haya ofertado el mayor precio en la Ronda más reciente y así sucesivamente, siguiendo hasta agotar la totalidad de los Contratos de la referida Ronda y, de corresponder, continuando con los contratos de mayor precio en la Ronda inmediata anterior.

Para aquellos Contratos que surjan en el marco de extensiones de los compromisos asumidos en Rondas preexistentes, se considerará como fecha de adjudicación y primera entrega del gas a las fechas de la Ronda de origen.

16. Revisión de volúmenes: la Autoridad de Aplicación podrá efectuar reasignaciones con periodicidad semestral, en función de las variaciones en la demanda de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y/o de ENARSA y/o de CAMMESA, o ante cambios en la participación de los Productores o las Productoras Firmantes. La reasignación del volumen correspondiente a las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras tendrá en consideración el gas combustible retenido y devuelto a la prestataria del servicio de distribución por las Licenciatarias del Servicio de Transporte de Gas Natural. En todos los casos, dicho gas combustible deberá ser utilizado para satisfacer la demanda prioritaria y no podrá ser cedido a ningún tercero.

17. Volumen asignado a las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras: no incluye el consumo del segmento Gas Natural Comprimido (GNC).

VI. Detalles de implementación

Productores o Productoras

18. Los Productores o Productoras Firmantes se comprometen a:

18.1. inyectar, por el plazo de vigencia del presente Esquema, los volúmenes que surjan de la curva que se determine en la reglamentación que oportunamente apruebe la Autoridad de Aplicación, la cual incluirá una discriminación por cuenca. No podrá realizarse ninguna compensación entre cuencas. El Productor o la productora Firmante podrá adherir en una cuenca sin tener la obligación de adherir en las restantes cuencas. Los Compromisos de Inyección permanecerán vigentes por el plazo del Esquema con independencia de los volúmenes adjudicados a cada Productor o Productora Firmante en la Subasta; o bien a

18.2. llevar adelante un Plan de Actividad Incremental, por el plazo de vigencia del presente Esquema, el cual incluirá una discriminación por cuenca. No podrá realizarse ninguna compensación entre cuencas. El Productor o la productora Firmante podrá adherir en una cuenca sin tener la obligación de adherir en las restantes cuencas.

19. Las curvas de producción comprometidas deberán contener una inyección igual o superior a la Inyección Base. La inyección comprometida deberá considerar los PIST, los puntos por fuera del sistema (*Off System*) y, de corresponder, los consumos propios.

20. No se configurará incumplimiento a lo establecido en el presente Esquema si la falta de entrega de los volúmenes comprometidos o la falta de actividad se debe a falta de demanda total del sistema y/o a una situación de caso fortuito o fuerza mayor debidamente acreditados y oportunamente reconocidos por la Autoridad de Aplicación.

21. Cada Productor o Productora Firmante se compromete a entregar, por cuenca y por el plazo de vigencia del presente Esquema, los volúmenes contemplados en la reglamentación que oportunamente apruebe la Autoridad de Aplicación para el abastecimiento de la demanda de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y CAMMESA.
22. A lo largo del Esquema, cada Productor o Productora Firmante deberá cumplir con sus compromisos de inyección y entrega por cuenca, sus compromisos de actividad y sus compromisos de inversión (ANEXO A).
23. El ESTADO NACIONAL abonará a cada Productor o Productora Firmante, en concepto de compensación, el diferencial entre el precio facturado a las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y el Precio Ofertado por el factor del Período Estacional según corresponda, el que será determinado a partir del Tipo de Cambio vendedor del BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA del último día hábil del mes de inyección de que se trate.
24. A los fines del pago de la compensación del Precio Ofertado, el cumplimiento de las entregas e inyecciones comprometidas será analizado a mes vencido.
25. A los fines de la evaluación del cumplimiento de la inyección comprometida serán considerados períodos trimestrales móviles.
26. El cumplimiento de inyección de los volúmenes comprometidos por cada Productor o Productora Firmante se verifica por: (i) la inyección del volumen comprometido o, en caso de ser insuficiente, (ii) la puesta a disposición a la demanda a condiciones de mercado, tanto en el MEG como a CAMMESA, del volumen remanente no inyectado.
27. El ESTADO NACIONAL creará un sistema de garantía para respaldar el pago del diferencial entre el Precio Ofertado y el Precio en Cuadros Tarifarios, el que contará con un procedimiento de liquidación basado en los principios de celeridad y eficiencia administrativas, sin perjuicio de otros mecanismos de garantía del pago de las compensaciones a los Productores o las Productoras Firmantes bajo el Esquema basados en el reconocimiento de créditos fiscales, según se determine en la legislación respectiva y conforme sea reglamentado por la Autoridad de Aplicación y por la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP), según corresponda.
28. La participación del Productor o de la Productora Firmante estará sujeta a las condiciones establecidas en los Puntos 18 a 22.

Proyectos Costa Afuera (Off Shore)

29. A efectos de tener en consideración la incertidumbre y los riesgos geológicos vinculados a la realización de nuevos desarrollos costa afuera, el Productor o la Productora Firmante deberá presentar en la convocatoria un Plan de Inversiones conforme lo establecido en la reglamentación que oportunamente apruebe la Autoridad de Aplicación hasta tanto el proyecto ingrese en etapa de operación comercial, el cual será controlado por la Autoridad de Aplicación.

30. Asimismo, los adjudicatarios de proyectos offshore en el marco de la convocatoria realizada por medio de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 317/2020, y que cuentan con un plazo adicional de CUATRO (4) años de vigencia del Esquema para la producción total *Off Shore* de modo que su plazo de vigencia se extiende hasta el 31 de diciembre de 2028, deberán compensar, durante los meses de junio, julio y agosto de los años 2021 a 2024 inclusive, su falta de volumen respecto a su Inyección Base; para ello, podrán optar por alguna de las siguientes alternativas:

- i. con compensaciones entre cuencas con producción propia, siempre que el Productor o la Productora Firmante disponga de volúmenes por encima de los volúmenes de inyección comprometidos en la cuenca en la que compensa, y en tanto exista capacidad de transporte disponible para el abastecimiento de la demanda;
- ii. con la adquisición del volumen faltante a otro Productor o a otra Productora Firmante, siempre que este último o esta última disponga de volúmenes por encima de los volúmenes de inyección comprometidos, y en tanto exista capacidad de transporte disponible para el abastecimiento de la demanda;
- iii. con importaciones a su cargo de gas natural durante los meses de junio, julio y agosto, con volúmenes adicionales a los que programe importar ENARSA;
- iv. con un pago equivalente a DOS (2) veces el volumen a compensar valorizado al precio ofertado por UNO COMA VEINTICINCO (1,25).

Una vez iniciado el referido plazo adicional, los Volúmenes contractualizados por cada Productor o Productora Firmante en el presente Esquema deberán ascender al SETENTA POR CIENTO (70%) de la producción total Costa Afuera (*Off Shore*) que dicho Productor o dicha Productora Firmante tenga a partir de la finalización del cuarto año del Esquema, o a partir de que ingrese en fase comercial el proyecto en cuestión.

31. En caso de elegir la opción 30.iii, el Productor o la Productora Firmante podrá concentrar la disponibilidad de gas natural adicional en los meses de junio y/o julio.

32. Los Productores o las Productoras Firmantes que incluyan en su Plan de Inversión un proyecto *Off Shore* no serán pasibles de las penalidades previstas en los Puntos 34.2, 34.3 y 34.4 en dicha cuenca, en tanto y en cuanto hayan dado debido y acreditable cumplimiento al Plan de Inversión acumulado a ese momento, y deberán compensar solamente su falta de volumen respecto a su Inyección Base conforme el Punto 30.

Penalidades y garantías

33. En caso de incumplimiento de un contrato celebrado en el marco del presente esquema, con las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y/o con ENARSA y/o con CAMMESA, el Productor o la Productora Firmante afrontará las penalidades establecidas en el respectivo instrumento contractual en lo que respecta a los volúmenes de DOP.

34. El incumplimiento del compromiso de inyección tendrá el siguiente tratamiento:

34.1. Si el incumplimiento de la inyección promedio trimestral móvil del Productor o de la Productora Firmante para una determinada cuenca es igual o menor al CINCO POR CIENTO (5 %) de su producción comprometida, se tendrá por cumplido el compromiso de inyección bajo el presente Esquema, siempre y cuando este defecto de inyección no se extienda por más de TRES (3) meses consecutivos. En este último caso, en adelante, se ajustará proporcionalmente el diferencial entre:

- i. si el Productor o la Productora Firmante hubiese celebrado un contrato con Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras, entre el Precio Ofertado y el Precio en Cuadros Tarifarios; o bien
- ii. si el Productor o la Productora Firmante hubiese celebrado un contrato con ENARSA o CAMMESA, entre el Precio Ofertado y el precio de referencia a reconocer por esta; en ambos casos, los ajustes se realizarán de acuerdo con el nivel de incumplimiento y mientras se verifique en la práctica dicha falta de cumplimiento.

34.2. Si el incumplimiento de la inyección promedio trimestral móvil del Productor o de la Productora Firmante para una determinada cuenca es superior al CINCO POR CIENTO (5%) y menor o igual al QUINCE POR CIENTO (15%) de su producción comprometida, se ajustará proporcionalmente el diferencial:

- i. si el Productor o la Productora Firmante hubiese celebrado un contrato con Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras, entre el Precio Ofertado y el Precio en Cuadros Tarifarios; o bien
- ii. si el Productor o la Productora Firmante hubiese celebrado un contrato con ENARSA o CAMMESA, entre el Precio Ofertado y el precio de referencia a reconocer por esta; en ambos casos, los ajustes se realizarán de acuerdo con el nivel de incumplimiento y mientras se verifique en la práctica dicha falta de cumplimiento.

34.3. Si el incumplimiento de la inyección promedio trimestral móvil del Productor o de la Productora Firmante para una determinada cuenca es mayor al QUINCE POR CIENTO (15%) de su producción comprometida, aquel no tendrá derecho a la percepción del diferencial:

- i. si el Productor o la Productora Firmante hubiese celebrado un contrato con Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras, entre el Precio Ofertado y el Precio en Cuadros Tarifarios; o bien
- ii. si el Productor o la Productora Firmante hubiese celebrado un contrato con ENARSA o CAMMESA, entre el Precio Ofertado y el precio de referencia a reconocer por esta;

En ambos casos, esta penalidad se aplicará mientras se verifique la falta mencionada.

34.4. Si la inyección durante los meses de junio y/o julio y/o agosto de cada año es inferior a la comprometida, el Productor o la Productora Firmante, deberá compensar su falta de volumen con alguna de las siguientes alternativas, a su elección:

34.4.1. con compensaciones entre cuencas con producción propia, siempre que el Productor o la Productora Firmante disponga de volúmenes por encima de los volúmenes de inyección comprometidos en la cuenca en la que compensa, y en tanto exista capacidad de transporte disponible para el abastecimiento de la demanda;

34.4.2. con la adquisición de su volumen faltante a otro Productor o a otra Productora Firmante, siempre que este último o esta última disponga de volúmenes por encima de los volúmenes de inyección comprometidos, y en tanto exista capacidad de transporte disponible para el abastecimiento de la demanda;

34.4.3. con importaciones a su cargo de gas natural durante los meses de junio, julio y agosto, con volúmenes adicionales a los que programe importar ENARSA;

34.4.4. con un pago equivalente a DOS (2) veces el volumen a compensar valorizado al precio ofertado por un factor de ajuste de UNO COMA VEINTICINCO (1,25).

34.5. Si la inyección promedio trimestral móvil del Productor o de la Productora Firmante para una determinada cuenca es inferior al CIEN POR CIENTO (100%) por el plazo de SEIS (6) meses consecutivos, importará la baja de dicho Productor o dicha Productora Firmante del presente Esquema y se lo considerará Productor Excluido o Productora Excluida conforme el Punto 4.35.

34.6. En caso de verificarse la baja conforme al Punto 34.5, el Productor Excluido o la Productora Excluida deberá reintegrar los montos percibidos durante el año calendario en que se verifique el incumplimiento, entendiéndose por tales montos las compensaciones abonadas por el ESTADO NACIONAL, de conformidad con lo dispuesto en el Punto 23. Estos montos a reintegrar serán calculados en dólares estadounidenses al Tipo de Cambio vendedor del BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA en el día hábil anterior a su pago, con más un DIEZ POR CIENTO (10%). Dichos montos serán devueltos en el porcentaje que corresponda a ENARSA y/o CAMMESA y/o de manera directa al ESTADO NACIONAL en función del costo que este último haya afrontado para la compensación a los Productores o las Productoras Firmantes.

34.7. A efectos de asegurar el reintegro de los montos percibidos según lo prevé el Punto 34.6, la Autoridad de Aplicación solicitará, antes del 31 de diciembre de cada año, un seguro de caución al Productor o a la Productora Firmante. A estos mismos fines, la Autoridad de Aplicación podrá solicitar el reemplazo del seguro de caución antes referido por una contragarantía. En dicho caso, la falta de presentación impedirá continuar con la percepción de las compensaciones que correspondan. Una vez subsanado el incumplimiento, el Productor o la Productora Firmante tendrá derecho a percibir el mencionado diferencial correspondiente a los meses sobre los cuales no lo hubiere recibido, sin que esta situación les otorgue derecho alguno a compensaciones adicionales.

34.8. Para los Productores o las Productoras Firmantes cuya producción sea inferior a los DOS MILLONES DE METROS CÚBICOS POR DÍA (2.000.000 M3/DÍA), en el caso de que se registraran incumplimientos en los Volúmenes de Inyección comprometidos por SEIS (6) meses consecutivos, aquellos no serán pasibles de las penalidades previstas en los Puntos 34.2, 34.3, 34.4 Y 34.5, en tanto y en cuanto hayan dado debido y acreditable cumplimiento al Plan de Inversiones acumulado a ese momento.

En adelante, este Productor o esta Productora Firmante recibirá por los Volúmenes Contractualizados el Precio Base y/o el Precio en Cuadros Tarifarios, en cuyo caso se mantendrán vigentes las penalidades establecidas en el Punto 34.4. Esta situación se mantendrá hasta el mes en el que el Productor o la Productora Firmante vuelva a dar efectivo cumplimiento a los Volúmenes de Inyección comprometidos.

34.9. El atraso por un período mayor a SEIS (6) meses en el cumplimiento del Plan de Inversiones presentado en la respectiva propuesta económica, dará lugar a la exclusión del Productor o de la Productora Firmante del presente Esquema. En dicho caso, el Productor o la Productora Firmante deberá reintegrar los montos percibidos, entendiendo por tales montos las compensaciones abonadas por el ESTADO NACIONAL, conforme lo dispuesto en el Punto 23. Estos montos a reintegrar serán calculados en dólares estadounidenses al Tipo de Cambio vendedor del BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA en el día hábil anterior a su pago, con más un DIEZ POR CIENTO (10%).

El atraso por un período mayor a SEIS (6) meses en el cumplimiento del Plan de Incremento Proporcional y Progresivo del Valor Agregado Nacional presentado en la propuesta, y corroborado y verificado por el sistema de control mixto del presente Esquema, dará lugar a las siguientes penalidades: (i) advertencia con plazos de corrección bajo apercibimiento de aplicar la reducción, (ii) reducción proporcional y progresiva de la compensación, según establezca la Autoridad de Aplicación.

34.10. El cumplimiento del Plan de Actividad Incremental será verificado por la SECRETARÍA DE ENERGÍA semestralmente y de manera acumulada, con asistencia de las Provincias; en el caso de verificarse desvíos en el mismo, que no estuvieran motivados en las causales referenciadas en el Punto 34.11, podrá dar lugar a que las obligaciones de tomar o pagar y el compromiso de entregar o pagar derivadas del contrato se adecúen en sentido positivo o negativo, según corresponda, en proporción al desvío verificado en cada revisión.

34.11. Las causales referenciadas en el Artículo 34.10 incluirán:

- (i) imposibilidad de importar bienes o servicios críticos para el Plan de Actividad Incremental dentro de los plazos que el oferente hubiese informado.
- (ii) eventos de huelgas y/o cualquier tipo de conflicto sindical que redunde en la afectación, sea parcial o total, de las operaciones y/o la producción del productor, como así también en las actividades asociadas al Plan de Actividad Incremental.
- (iii) un evento de caso fortuito o fuerza mayor, en los términos del contrato correspondiente.
- (iv) cambios en las normas aplicables que impidan o restrinjan el acceso a las fuentes de financiamiento del Plan de Actividad Incremental que el oferente hubiese informado en la oferta.

34.12. En el caso de verificarse las causales del Punto 34.11, el oferente podrá presentar un nuevo cronograma para la ejecución del Plan de Actividad Incremental que considere los retrasos que estén motivados en dichas causales.

Demanda prioritaria

35. Teniendo en consideración la política de subsidios adoptada por el ESTADO NACIONAL, la SECRETARÍA DE ENERGÍA habilitará un proceso que incluya instancias de efectiva participación ciudadana para la determinación del precio del gas natural en el PIST, el cual las prestadoras del servicio de distribución de gas natural deberán incluir al momento de celebrar los respectivos contratos de abastecimiento con los productores, a los efectos de dar curso a lo dispuesto por la Ley N° 24.076, las Reglas Básicas del Servicio de Distribución de gas y normas reglamentarias en lo referido al proceso de traslado del precio del gas en tarifa. Dicho precio podrá ser igual o inferior al Precio de Mercado. El diferencial entre el precio determinado por la Autoridad de Aplicación de acuerdo al Punto 4.28 y el Precio Ofertado estará a cargo del ESTADO NACIONAL en concepto de compensación.

36. Se definen volúmenes por cuenca, con desagregación mensual, para cada una de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras, en proporción a su demanda y en función de su capacidad de transporte contratada, para lo cual se respetará la proporcionalidad entre los distintos volúmenes adjudicados. En caso de no completar los volúmenes asignados a una cuenca, la Autoridad de aplicación podrá asignar volúmenes de otras cuencas que cuenten con capacidad de transporte contratada por cada Distribuidora y/o Subdistribuidora. Esta facultad de la Autoridad de Aplicación no implica la posibilidad de compensación entre cuencas por parte de un mismo Productor o una misma Productora Firmante.

37. Se asignan los volúmenes definidos para cada Distribuidora y/o Subdistribuidora en forma proporcional a cada uno de los Productores o cada una de las Productoras Firmantes de las cuencas respectivas.

38. Los volúmenes comprometidos en el presente Esquema serán formalizados a través de Contratos entre cada Productor o Productora Firmante y cada Distribuidora y/o Subdistribuidora, con cláusulas de TOP no inferiores al SETENTA Y CINCO POR CIENTO (75%) trimestral y DOP del CIEN POR CIENTO (100%) diario. El precio de los respectivos Contratos será definido en función del Precio en Cuadros Tarifarios o del Precio Ofertado, el que sea menor.

39. La Distribuidora y/o Subdistribuidora tendrá derecho a recuperar las cantidades de gas natural que haya abonado, pero no tomado, cualquiera haya sido la causa por la que aquella no haya podido tomar tales cantidades. El recupero solo podrá realizarse dentro del período estacional en que se hubiera producido el desbalance y durante la vigencia del respectivo Contrato. Será computado como gas de recuperación de dichas cantidades diferidas el volumen de gas natural que pudiera ser tomado por la Distribuidora y/o Subdistribuidora en exceso de la cantidad de TOP. En caso de que exista una cantidad diferida al término de la vigencia del Contrato, la Distribuidora y/o Subdistribuidora solo podrá recuperar dicha cantidad durante un período de extensión de DOCE (12) meses subsiguientes al período del Contrato. Tanto los volúmenes recuperados como aquellos correspondientes al gas retenido y devuelto al cargador respectivo, solamente podrán ser utilizados para cubrir las necesidades de la Demanda Prioritaria.

40. En caso de que los volúmenes comprometidos en el presente Esquema, tanto los anuales como los del Período Estacional de Invierno, no representen el total de las necesidades de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras, con la finalidad de garantizar el abastecimiento de la demanda, será responsabilidad de éstas -conforme sus respectivas licencias y/o habilitaciones- adquirir volúmenes adicionales a los efectos de abastecer dicha demanda.

41. En cuanto a las regiones abarcadas por el beneficio establecido por el artículo 75 de la Ley Nº 25.565, los Productores o las Productoras Firmantes que por el presente Esquema tengan asignada demanda con dicho subsidio deberán celebrar contratos con ENARSA por los respectivos volúmenes. Por dichas entregas los Productores o las Productoras Firmantes percibirán el Precio Ofertado para cada cuenca involucrada.
42. ENARSA, en función de su disponibilidad de gas natural, suministrará los volúmenes que sean necesarios a efectos de cubrir los volúmenes asignados a una cuenca en caso de que estos no puedan ser sustituidos por volúmenes de otra cuenca.
43. Las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y/o ENARSA y/o CAMMESA podrán acordar la contratación de la capacidad de transporte que no sea utilizada por las primeras para el abastecimiento de su demanda total.
44. En ningún caso las devoluciones de gas retenido a las prestadoras en tal concepto podrán tener un destino distinto a la demanda prioritaria en el marco del presente Esquema.
45. Las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras deberán nominar en primera instancia el CIEN POR CIENTO (100%) de la CMD de cada uno de los contratos en forma previa a realizar cualquier otra nominación. En caso de que su demanda sea menor a la suma de cada CMD de los Contratos firmados, las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras deberán nominar el volumen correspondiente al TOP del último Productor Firmante que se le haya asignado, y así sucesivamente, de acuerdo con el orden definido de acuerdo con el criterio explicitado en el Punto 15. El mencionado criterio deberá respetar el orden general de asignación de Productores o Productoras Firmantes que incluye a todas las cuencas.
46. El resto de la demanda de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras deberá ser abastecida con los volúmenes que disponga ENARSA y con volúmenes adicionales disponibles en el mercado.
47. Las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras deberán informar mensualmente a la SECRETARÍA DE ENERGÍA y al ENARGAS el detalle del cumplimiento de cada uno de los contratos celebrados en el marco del presente Esquema.

Demanda CAMMESA

48. Se definen volúmenes por cuenca, con desagregación mensual en función de la capacidad de transporte disponible, lo que incluye el uso de la capacidad de transporte contratada por las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras que no sea utilizada para el abastecimiento. Los volúmenes serán mayores en el Período Estacional de Verano y menores en el Período Estacional de Invierno, a efectos de complementar la demanda de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras. En caso de no completar los volúmenes asignados a una cuenca, podrá asignarse volúmenes a otra cuenca que cuente con capacidad de transporte remanente. Esta facultad no implica la posibilidad de compensación de un mismo Productor o una misma Productora Firmante.

49. Se asignan los volúmenes definidos proporcionalmente a cada uno de los Productores o cada una de las Productoras Firmantes de las cuencas respectivas, en función de los precios ofertados, de acuerdo con la metodología detallada en el Punto 15. Los volúmenes establecidos en el presente Esquema serán formalizados a través de Contratos entre cada Productor o Productora Firmante y CAMMESA, con cláusulas de TOP no inferiores al SETENTA Y CINCO POR CIENTO (75%) mensual y DOP del CIENTO POR CIENTO (100%) diario.

50. CAMMESA tendrá el derecho de recuperar las cantidades de gas natural que haya abonado, pero no tomado, cualquiera haya sido la causa por la que aquella no haya podido tomar esas cantidades. Dicho recupero solo podrá realizarse dentro del período estacional en que hubiere ocurrido el desbalance y durante la vigencia del respectivo contrato. Será computado como gas de recuperación de las Cantidades Diferidas el volumen de gas natural que pudiera ser tomado por CAMMESA en exceso de la cantidad de TOP. En caso de que exista una Cantidad Diferida al término de la vigencia del contrato, CAMMESA solo podrá recuperar tales cantidades durante un período de extensión de DOCE (12) meses subsiguientes al período del Contrato.

51. El Precio Base será el definido en el punto 4.27 o el Precio Ofertado, en caso de que este último sea inferior. Los Contratos contendrán la previsión del pago del Precio Ofertado de manera directa, previa verificación del cumplimiento de cada Productor o Productora Firmante.

52. En caso de que algún Productor o alguna Productora Firmante tenga compromisos previos en forma directa con un Generador de Energía Eléctrica, dicho volumen será descontado de los volúmenes a contratar por CAMMESA hasta el momento del vencimiento de dicho contrato.

53. CAMMESA deberá informar mensualmente a la Autoridad de Aplicación el detalle del cumplimiento de cada uno de los contratos celebrados en el marco del presente Esquema.

54. La SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA emitirá las instrucciones correspondientes para que el despacho de CAMMESA priorice el uso de la totalidad de los volúmenes firmes contratados en el marco del presente Esquema; ello, luego de haber tomado el volumen necesario para que ENARSA cumpla con el TOP del contrato de compraventa de gas natural vigente con el Estado Plurinacional de Bolivia.

55. En caso de que la demanda de CAMMESA sea menor a la suma de cada CMD de los contratos firmados, CAMMESA deberá en primera instancia nominar el volumen correspondiente al TOP del último Productor o de la última Productora Firmante que se le haya asignado, teniendo en cuenta lo dispuesto en el Punto 15. El mencionado criterio deberá respetar el orden general de asignación de Productores o Productoras Firmantes, lo que incluye todas las cuencas.

Demanda ENARSA

56. Por instrucción de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, se definen volúmenes por cuenca a contratar por ENARSA, con desagregación mensual en función de la capacidad de transporte disponible, lo que incluye el uso de la capacidad de transporte contratada por las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras que no sea utilizada para el abastecimiento. Estos

volúmenes serán comercializados por ENARSA para el abastecimiento de la demanda prioritaria o de las usinas eléctricas. En caso de no completar los volúmenes asignados a una cuenca, la Autoridad de Aplicación podrá asignarse volúmenes a otra cuenca que cuente con capacidad de transporte remanente. Esta facultad no implica la posibilidad de compensación de un mismo Productor o una misma Productora Firmante.

Exportaciones en condición firme

57. En caso de cubrirse el Volumen Base Total definido en el Punto 4.45, los Productores o las Productoras Firmantes dispondrán de un derecho preferencial de exportación en condición firme. Este derecho podrá ser utilizado tanto para la exportación de gas natural por ductos como para su licuefacción en el país y posterior exportación como GNL. La SECRETARÍA DE ENERGÍA definirá, en base estacional y conforme la situación particular del sistema de transporte y del mercado de gas, los cupos o volúmenes máximos a exportar por cada zona de exportación.

58. Las zonas de exportación previstas para las exportaciones firmes durante el período de aplicación serán las siguientes:

58.1 Cuenca Neuquina

58.2 Cuenca Austral

58.3 Cuenca Noroeste

58.4 Otras zonas

59. En caso de que en alguna de las zonas no se utilicen los derechos preferenciales de exportación en condición firme, por todo o parte de los volúmenes correspondientes, podrán reasignarse los volúmenes remanentes para exportación en condición firme desde otra zona, en los términos y condiciones que defina la Autoridad de Aplicación.

60. El volumen de exportación firme previsto en el presente Esquema que efectivamente se exporte bajo estas condiciones podrán ser detraídos de la CMD de los contratos vigentes con CAMMESA y/o ENARSA durante el Período Estacional de Verano, en los términos que lo defina la reglamentación.

61. La reglamentación que oportunamente apruebe la SECRETARÍA DE ENERGÍA deberá detallar el mecanismo de asignación y los volúmenes por Productor o Productora Firmante y por cuenca, los cuales podrán ser modificados por la Autoridad de Aplicación en caso de detectarse incumplimientos.

Las disposiciones de los Puntos 57 a 61 precedentes son operativas, sin perjuicio de los facultades y principios establecidos en el artículo 6º y concordantes de la Ley Nº 17.319.

Cálculo de las compensaciones

62. Cada Productor o Productora Firmante del presente Esquema presentará mensualmente a la SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS, dentro de los TREINTA (30) días calendario del último día hábil del mes siguiente al del período de inyección, las Declaraciones Juradas relativas a:

62.1 Su inyección total conforme su Compromiso de Inyección;

62.2 Sus ventas bajo el Compromiso de Entrega a cada segmento de la demanda y

62.3 El cálculo de la compensación resultante sobre la base de su propio análisis de precios, cantidades inyectadas y entregadas.

63. En un período no mayor a VEINTE (20) días corridos posteriores a la presentación de las Declaraciones Juradas mencionadas en el Punto 62, se emitirá una orden de Pago Provisorio equivalente al OCHENTA Y CINCO POR CIENTO (85%) de la compensación calculada por el Productor o la Productora Firmante y presentada según el Punto 62. Asimismo, se notificará al Productor o a la Productora Firmante con UNA (1) copia de la correspondiente Orden de Pago Provisorio.

64. Para acceder al Pago Provisorio mencionado precedentemente, cada Productor o Productora Firmante deberá constituir un seguro de caución, mediante pólizas aprobadas por la SUPERINTENDENCIA DE SEGUROS DE LA NACIÓN, extendidas a favor de la SECRETARÍA DE ENERGÍA. Esta última establecerá las condiciones que deben estar contenidas en las cláusulas de tales pólizas, para lo cual podrá establecer: (i) los montos de la caución, (ii) los requisitos de solvencia que deberán reunir las compañías aseguradoras, (iii) las condiciones de sustitución de la compañía de seguros para el caso de que la aseguradora originaria deje de cumplir los requisitos que se hubieren requerido.

65. En caso de no constituirse la caución descrita en el Punto 64, las compensaciones serán abonadas a partir de las Declaraciones Juradas, dentro del mecanismo de ajuste de pago correspondiente, conforme los Puntos 66 y concordantes.

66. Dentro del plazo previsto en el Punto 62, cada Productor o Productora Firmante presentará ante la SECRETARÍA DE ENERGÍA una Declaración Jurada certificada por auditor o auditora independiente, la que contendrá:

66.1 Su inyección total conforme su Compromiso de Inyección;

66.2 Sus ventas bajo el Compromiso de Entrega a cada segmento de la demanda; y

66.3 El cálculo de la compensación resultante sobre la base de su propio análisis de precios, cantidades inyectadas y entregadas.

67. La SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS controlará la información relativa a los volúmenes inyectados y declarados por cada Productor o Productora Firmante y dará intervención a quienes tuvieren competencia, simultáneamente, en un plazo no mayor a CINCO (5) días corridos.

68. En relación con los Puntos de Inyección previos al PIST, la SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS tomará la intervención de su competencia conforme Resolución S.E. N° 557/2022, procederá a expedirse en un plazo que no superará los QUINCE (15) días corridos.

69. Respecto a los volúmenes correspondientes a los PIST (TGN-TGS-gasoductos operados por alguna Licenciataria del Servicio de Distribución regulada por ENARGAS o concesionaria de transporte en el marco de lo dispuesto por el Decreto N° 76/2022), la SUBSECRETARÍA DE

HIDROCARBUROS podrá dar intervención al ENARGAS con el fin de que, en un plazo máximo de QUINCE (15) días corridos, remita: (i) los volúmenes de inyección, (ii) las entregas a las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras, y (iii) las entregas a CAMMESA.

70. En función de lo resultante de los Puntos 66 a 69, la SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS emitirá, en un plazo máximo de DIEZ (10) días corridos, un informe de validación de los volúmenes efectivamente inyectados y de las entregas en PIST efectivamente realizadas a las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y a CAMMESA.

71. Con dicho informe, la SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS determinará –en caso de corresponder– las causas de los eventuales incumplimientos de cada Productor o Productora Firmante e informará mensualmente a CAMMESA y al ENARGAS el estado de cumplimiento de cada Productor o Productora Firmante del presente Esquema.

72. La SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS elaborará, en un plazo máximo de DIEZ (10) días corridos, un informe de compensación para cada Productor o Productora Firmante.

73. Asimismo, la SECRETARÍA DE ENERGÍA, dentro de los siguientes DIEZ (10) días corridos, procederá a emitir la correspondiente orden de Pago Ajustado, la que podrá ser positiva o negativa.

74. En consecuencia, y tomando en cuenta los plazos indicados precedentemente, dentro de un plazo que nunca podrá ser mayor a los CINCUENTA (50) días corridos después de presentadas en tiempo y forma las Declaraciones Juradas referidas en el Punto 66, se procederá a emitir la correspondiente orden de pago ajustado por la diferencia entre la compensación provisoria, contenida en la orden de pago provisorio, y la compensación calculada en el correspondiente informe. Asimismo, se notificará al Productor o a la Productora Firmante con UNA (1) copia del informe de validación de volúmenes, y una copia del informe de compensación y la correspondiente orden de pago.

75. En caso de que la compensación provisoria sea mayor que la calculada por la Autoridad de Aplicación, entonces:

75.1 el monto abonado en exceso será deducido del siguiente período de pago y

75.2 se penalizará al Productor o a la Productora Firmante en su compensación para el período inmediatamente posterior, afectando el monto en un OCHENTA POR CIENTO (80%) del que le correspondiere.

76. Tanto la orden de pago provisorio como la orden de pago de ajuste complementaria serán abonadas en su totalidad en un plazo no mayor a los DIEZ (10) días corridos, posteriores de su emisión, de acuerdo con los Puntos 63 y 73, respectivamente.

77. En el caso de la demanda de Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras, el diferencial entre el precio determinado por la Autoridad de Aplicación de acuerdo al Punto 4.29 y el Precio Ofertado será abonado de la siguiente manera: (i) en un OCHENTA Y OCHO POR CIENTO (88%) a los Productores o las Productoras Firmantes y (ii) en un DOCE POR CIENTO (12%) a las Provincias y/o al ESTADO NACIONAL en cuyo territorio se producen los volúmenes inyectados.

Asimismo, para aquellos casos de concesiones cuya producción tenga establecida en el respectivo título un porcentaje de regalías superior al DOCE POR CIENTO (12%), el pago diferencial por tal producción respetará dicho porcentaje.

VII. Misceláneas

78. La SECRETARÍA DE ENERGÍA reconoce expresamente que la suscripción y posterior cumplimiento por parte de los Productores o las Productoras Firmantes del presente Esquema contribuye positivamente al beneficio del interés económico general y reviste carácter de interés público.

79. Los precios del gas natural que sean efectivamente facturados como consecuencia de las ventas realizadas por los Productores o las Productoras Firmantes a sus clientes o clientas en el marco del presente Esquema serán los utilizados a los efectos de calcular las regalías previstas en el artículo 59 de la Ley N° 17.319 y/o el adicional acordado en su caso con la respectiva Provincia, correspondientes a los volúmenes de gas natural vendidos por los Productores o las Productoras Firmantes bajo el presente Esquema.

80. Con el fin de evitar toda conducta que implique la cooperación o revelación de las posturas o estrategias de participación de los Productores o las Productoras Firmantes que pueda vulnerar los objetivos de competencia y transparencia del presente Esquema para determinar el Precio de Mercado, los Productores o las Productoras Firmantes deberán presentar junto con su oferta: *(i)* una declaración de oferta independiente y *(ii)* un compromiso de denuncia frente a la SECRETARÍA DE ENERGÍA, en caso de tomar conocimiento de que otro u otra participante haya incurrido en este tipo de prácticas.

81. En el caso de que durante la vigencia del presente Esquema un Productor o una Productora Firmante cediese o transfiriese por cualquier título o modalidad la titularidad de todo o parte de sus derechos de explotación respecto de una determinada área, el Productor o la Productora Firmante deberá notificar por escrito dicha situación a la SECRETARÍA DE ENERGÍA y tendrá el derecho: *(i)* a mantener su participación en los volúmenes del Esquema y asumir desde otras áreas de explotación de su titularidad el porcentaje que la producción de gas natural proveniente del área cedida o transferida represente en su producción total de gas natural, o bien *(ii)* a reducir su participación en los volúmenes del Esquema proporcionalmente en el porcentaje que la producción de gas natural proveniente de dicha área cedida represente en su producción total de gas natural; en este último caso, el Productor o la Productora Firmante deberá comprometerse a que el nuevo o la nueva titular asuma automáticamente el compromiso de suministrar el volumen de gas natural equivalente al Porcentaje de Participación Transferido.

82. Con el objetivo de agregar valor a la cadena de abastecimiento a través de la transferencia de tecnología y conocimiento por parte de los Productores o las Productoras Firmantes, así como de promover una mayor participación directa de los proveedores o las proveedoras locales sobre la base de una mejora de la productividad, competitividad, eficiencia y calidad de la industria local, el Productor o la Productora Firmante deberá presentar: *(i)* un plan de abastecimiento anual de compras de bienes y servicios que cuente con un detalle del sostenimiento de los niveles de empleo, *(ii)* un programa de desarrollo de proveedores directos

o proveedoras locales, regionales y nacionales de bienes y servicios, (iii) un mecanismo de contratación transparente y abierto a los o las oferentes de bienes y servicios y (iv) la concreción de instrumentos destinados a extender a sus empresas proveedoras los beneficios financieros asociados a la baja del riesgo por la constitución de la garantía de pago.

El diseño, instrumentación y ejecución de estos programas por parte de los Productores o las Productoras Firmantes cumplirá con el principio de utilización, plena y sucesiva, local, regional y nacional, de las facilidades en materia de empleo, provisión directa de bienes y servicios por parte de Pymes y empresas regionales y bienes, procesos y servicios de industria, tecnología y trabajo nacional. La Autoridad de Aplicación verificará el cumplimiento de los compromisos asumidos por los Productores o Productoras y adecuará los lineamientos de los programas acompañando el crecimiento del sector.

83. Para el caso de que el ESTADO NACIONAL incumpliere sus obligaciones de pago, por el plazo de SEIS (6) meses consecutivos o alternados, y/o por las sumas equivalentes a TRES (3) veces la compensación mensual promedio que el Productor o la Productora Firmante tuviere derecho a percibir, el Productor o la Productora Firmante podrá optar por alguna de las siguientes alternativas:

- a. Continuar bajo las condiciones recíprocas del presente Esquema que se devenguen por los períodos y/o montos impagos.
- b. Continuar con el presente Esquema, pero sin la obligación de cumplir el Compromiso de Inyección total; en cuyo caso, el Productor o la Productora Firmante tendrá derecho a la reducción proporcional de la CMD de los contratos según su respectiva tasa de declino.
- c. Continuar en el presente Esquema, pero sin la obligación de cumplir con el Compromiso de Inyección total; en cuyo caso, el Productor o la Productora Firmante tendrá derecho a percibir por los Volúmenes Contractualizados el Precio Base y/o el Precio en Cuadros Tarifarios en cuestión.
- d. Renunciar al presente Esquema, liberándose las cauciones respectivas.
- e. Continuar en el presente Esquema, pero sin la obligación de cumplir con los Volúmenes de Inyección comprometidos; en cuyo caso, el Productor o la Productora Firmante tendrá derecho a percibir por los Volúmenes Contractualizados el Precio Base y/o el Precio en Cuadros Tarifarios en cuestión.
- f. Asimismo, el Productor o la Productora Firmante tendrá el derecho de ajustar y/o reducir el Compromiso de Inyección Total por terminación de los Contratos por incumplimiento de las Licenciatarias de Distribución y Subdistribuidoras y/o de ENARSA y/o de CAMMESA, en proporción a la CMD prevista en los Contratos terminados.

84. Para el caso de que CAMMESA o ENARSA incumpliere sus obligaciones de pago de la producción de Gas Incremental, el Productor o la Productora Firmante tendrá derecho a solicitar la baja del presente Esquema, cuyos efectos serán la resolución del contrato de por incumplimiento de CAMMESA o ENARSA ; en cuyo caso, el Productor o la Productora Firmante



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
Las Malvinas son argentinas

Hoja Adicional de Firmas
Anexo

Número:

Referencia: EX-2022-96108288-APN-SE#MEC. ANEXO.

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 26 pagina/s.

Digitally signed by Gestion Documental Electronica
Date: 2022.11.02 19:18:54 -03:00

Digitally signed by Gestion Documental
Electronica
Date: 2022.11.02 19:18:55 -03:00



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
Las Malvinas son argentinas

Nota

Número:

Referencia: Conformidad Decreto 730/2022

A: Alberto Ángel Fernández (PTE),

Con Copia A: Emiliano Alberto SUAYA (SST#SLYT),

De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme al Sr. Presidente de la Nación a fin de prestar conformidad y acuerdo al contenido del Decreto 730/2022 (DECNU-2022-730-APN-PTE - Decreto N° 892/2020. Modificación), el cual he suscripto oportunamente, no reflejándose la firma por inconvenientes de índole técnicos.

Sin otro particular saluda atte.