

LUIS FERNEY MORENO CASTILLO

MILTON MONTOYA PARDO

EZEQUIEL CASSAGNE

(DIRECTORES)

ZULIMA SÁNCHEZ SÁNCHEZ

ANA PAOLA GUTIÉRREZ RICO

LAURA JUANITA VILLANUEVA MARROQUÍN

ERICK CUBA MENESES

(COORDINADORES)

ANUARIO IBEROAMERICANO DE REGULACIÓN

VOL. III

REGULACIÓN: CLAVES DEL FUTURO

ASOCIACIÓN IBEROAMERICANA DE REGULACIÓN
UNIVERSIDAD EXTERNADO DE COLOMBIA

Anuario iberoamericano de regulación. Vol. III, regulación: claves del futuro / directores, Luis Ferney Moreno Castillo, Milton Montoya Pardo, Ezequiel Cassagne ; coordinadores, Zulima Sánchez Sánchez [y otros] ; Manuel Acuña [y otros]. -- Bogotá : Universidad Externado de Colombia, 2024. -- Primera edición
717 páginas : ilustraciones, mapas, gráficos.

Incluye referencias bibliográficas al final de cada capítulo.

ISBN: 9789585061675 (impreso) 9789585061682 (electrónico)

1. Covid-19 (Enfermedad) -- Aspectos ambientales -- Colombia 2. Covid-19 (Enfermedad) -- Aspectos socioeconómicos -- Colombia 3. Sentencias -- Aspectos jurídicos 4. Derecho minero -- Conceptos 5. Burocracia -- Aspectos jurídicos 6. Covid-19 (Enfermedad) -- Sistemas de comunicación 7. Tribunales administrativos -- Aspectos jurídicos 8. Comisiones contraloras independientes -- Aspectos jurídicos 9. Resolución de disputas (Derecho) -- Aspectos económicos I. Moreno Castillo, Luis Ferney, director II. Montoya Pardo, Milton Fernando, director III. Cassagne, Ezequiel, director IV. Sánchez Sánchez, Zulima, coordinadora V. Gutiérrez Rico, Ana Paola, coordinadora VI. Villanueva Marroquín, Laura Juanita, coordinadora VII. Cuba Meneses, Erick, coordinador VIII. Acuña Zepeda, Manuel Salvador IX. Universidad Externado de Colombia X. Título

348.3

SCDD 15

Catalogación en la fuente -- Universidad Externado de Colombia. Biblioteca. MSR.

octubre de 2024

ISBN 978-958-506-167-5

E-ISBN 978-958-506-168-2

© 2024, LUIS FERNEY MORENO CASTILLO, MILTON MONTOYA PARDO
Y EZEQUIEL CASSAGNE (DIRECTORES)

© 2024, UNIVERSIDAD EXTERNADO DE COLOMBIA
Calle 12 n.º 1-17 Este, Bogotá
Teléfono (+57) 601 341 9900
publicaciones@uexternado.edu.co
www.uexternado.edu.co

Primera edición: noviembre de 2024

Diseño de cubierta: Departamento de Publicaciones
Corrección de estilo: Alfonso Mora Jaime
Composición: Karina Betancur Olmos
Impresión y encuadernación: DGP Editores S.A.S.
Tiraje: de 1 a 1.000 ejemplares

Impreso en Colombia
Printed in Colombia

Prohibida la reproducción o cita impresa o electrónica total o parcial de esta obra, sin autorización expresa y por escrito del Departamento de Publicaciones de la Universidad Externado de Colombia. Las opiniones expresadas en esta obra son responsabilidad de los autores.

PABLO ESTEBAN PERRINO *

*Panorama y perspectivas de la industria
del gas en la República Argentina*

I. INTRODUCCIÓN: INDUSTRIA Y MATRIZ ENERGÉTICA ARGENTINA

Argentina es un país eminentemente gasífero. Cuenta con un mercado muy maduro del gas producto de una industria centenaria en la materia, la cual fue en 1992 profundamente reestructurada en el marco del proceso de liberalización, desregulación y privatización de distintas actividades llevadas a cabo por ese entonces por el Estado.

En ese año se aprobó por ley el marco regulatorio del gas (MRG)¹, por el cual se creó una agencia reguladora, denominada Ente Nacional Regulador del Gas (Enargas)², y se dispuso la segmentación vertical del sector, en tres actividades: producción, captación y tratamiento de gas natural, por un lado, que quedó sujeto al régimen de la Ley Federal de Hidrocarburos, y por el otro, las actividades del transporte y la distribución de gas natural, a las que se calificó como servicios públicos³.

-
- * Socio del estudio jurídico Cassagne Abogados. Optó por el título profesional en la Facultad de Ciencias Jurídicas y Sociales de la Universidad Nacional de La Plata. Es profesor ordinario de Derecho Administrativo I de la Facultad de Ciencias Jurídicas y Sociales de la Universidad Nacional de La Plata, y de los cursos de posgrado que se dictan en la Universidad Católica de La Plata, Universidad Austral, Universidad Católica Argentina Santa María de los Buenos Aires, Universidad de Buenos Aires, Universidad de Belgrano y Universidad Nacional del Comahue.
- 1 Una descripción general del régimen puede verse en Massimino, Leonardo. "El sistema de gas natural en la República Argentina (regulación, emergencia y situación actual)", en *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, 1, 2014, pp. 63-84; Ahumada, H. (2003). "Lineamientos del régimen jurídico de la industria del gas", en AA. VV. *Servicio Público, Policía y Fomento* (Jornadas organizadas por la Universidad Austral, Facultad de Derecho), Buenos Aires, Ediciones RAP, pp. 277-285; y Perrino, Pablo E. y De la Riva, Ignacio. (2021). "El mercado del gas y su regulación en la Argentina", en Moreno Castillo, Luis Ferney y Del Guayo Castiella, Íñigo (directores), *Los mercados del gas y su regulación en Iberoamérica*, Bogotá, Universidad Externado de Colombia, pp. 19-68.
- 2 El Enargas es una autoridad administrativa de naturaleza autárquica que tiene, en sustancia, las competencias de regulación y control de los segmentos del transporte y la distribución de gas natural (artículos 50 y 52 inc. a, Ley 24.076).
- 3 Cfr. artículo 1.º de la Ley 24.076. Una explicación general del régimen del MRG puede verse en Cabral, H. "Panorama sobre el transporte y la distribución de gas natural", en *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, 7, 2015-2016, pp. 91-113; y en Perrino, Pablo E. y Guglielminetti, Ana P. (2017). "Breve panorama de la regulación del transporte y la distribución de gas natural en la República Argentina", en Ferney Moreno Castillo L. y Hernández Mendible, V. (coord.). *Derecho de la Energía en América Latina*, tomo I, Bogotá, Universidad Externado de Colombia, pp. 527-569. La segmentación de la industria del gas en tres tramos básicos (producción, transporte y distribución) fue acompañada por la prohibición

La industria también fue desintegrada horizontalmente mediante la creación de diversas áreas de distribución a cargo de nueve sociedades licenciatarias que deben abastecer clientes residenciales, industriales y comerciales, y dos licencias de transporte (norte y sur)⁴ que conectan a las nueve distribuidoras con las principales cuencas del norte, centro oeste y sur del país⁵ a través de una red de más de 20.000 km de gasoductos.

La condición de país eminentemente gasífero de Argentina se advierte ni bien se analiza su matriz energética en la cual el gas tiene una participación que supera el 55%^[6], lo cual exhibe una clara diferencia con la matriz mundial donde el porcentaje ronda el 23%^[7].

de que los productores, almacenadores o comercializadores tengan una participación controlante en empresas transportadoras o distribuidoras de gas, con vistas a garantizar la separación efectiva entre los sectores regulados y lo no regulados. La separación vertical también se concretó con la desintegración de la antigua empresa estatal Gas del Estado y sus activos, para su privatización (cfr. Navajas, Fernando. [1999]. "Privatización, regulación y competencia en gas natural", en *La regulación de la competencia y de los servicios públicos. Teoría y experiencia argentina reciente*, Buenos Aires, Fundación de Investigaciones Latinoamericanas [FIEL], pp. 413 y ss.).

4 Sus nombres son: Transportadora del Gas del Norte S. A. (TGN) y Transportadora del Gas del Sur S. A. (TGS).

5 Cfr., Navajas, Fernando. (1999). "Privatización, regulación y competencia en gas natural", en *La regulación de la competencia y de los servicios públicos. Teoría y experiencia argentina reciente*, cit., pp. 413 y ss. Los activos de la empresa estatal Gas del Estado fueron asignados a los segmentos de transporte y distribución y, al propio tiempo, a distintas empresas según el área geográfica comprendida en las respectivas licencias estableciendo así un sistema de competencia por comparación, dado el carácter de monopolio natural de estos segmentos. "Hasta el año 1992 la empresa Gas del Estado estaba encargada de la compra, transporte, distribución y la comercialización del gas producido, principalmente por YPF, en las cuencas gasíferas argentinas: neuquina, noroeste, San Jorge y Austral" (Bondorevsky, D. y Petrecolla, D. "Estructura del mercado del gas natural en Argentina e integración energética regional: problemas de defensa de la competencia", en *Texto de Discusión*, n.º 29, Buenos Aires, Centro de Estudios Económicos de la Regulación (CEER), junio 2001, disponible en http://www.uade.edu.ar/DocsDownload/Publicaciones/4_226_1580_STD029_2001.pdf.

6 *Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030*, aprobado como Anexo I por la Resolución-2021-1036-APN-SE#MEC. "De la oferta total de gas, casi un 23% es para uso residencial, un 31% se destina a industrias y comercios y un 37,7% se utiliza en centrales térmicas, que producen energía eléctrica. El porcentaje restante se divide entre gas natural comprimido (GNC), subdistribuidoras y entes oficiales" (Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, "Suministro de gas: qué acordó la Argentina con Bolivia y qué pasó con la producción y las importaciones en los últimos años", Buenos Aires, 2022. Disponible en <https://www.iae.org.ar/2022/04/13/suministro-de-gas-que-acordo-la-argentina-con-bolivia-y-que-paso-con-la-produccion-y-las-importaciones-en-los-ultimos-anos/>.

7 Gadano, Nicolás; Rabinovich, Gerardo y Caratori, Luciano. *La transición energética. En la visión de sus protagonistas*, Buenos Aires, Instituto Torcuato DiTella y Editorial Biblos, 2023, p. 20.

En efecto, la matriz energética Argentina presenta como rasgo estructural una alta concentración en los hidrocarburos. En los últimos años esta situación se ha profundizado debido al aprovechamiento de los recursos no convencionales de gas y petróleo.

El petróleo y el gas representan cerca del 85% del total de la oferta energética del país⁸. El gas natural es el elemento preponderante⁹ y se espera que su participación continúe en crecimiento en los próximos años, tal como se lo indica en el documento elaborado por el Gobierno nacional en el 2021 denominado *Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030*^[10]. Allí se destaca la importancia del gas como combustible para la transición energética, como complemento para la expansión de las energías renovables y como un posible impulsor para el desarrollo del hidrógeno azul¹¹.

A diferencia de otros países, es el gas natural y no el carbón el principal combustible utilizado para la generación de electricidad mediante fuentes térmicas en la Argentina. La demanda eléctrica nacional está cubierta en un 61% con generación térmica. Las energías limpias agrupadas alcanzan el 39%^[12]. De esta manera, Argentina ha tenido históricamente una de las configuraciones de generación termoeléctrica más limpia en términos comparados, con sólo el 1%, de esta generación desarrollada a base de carbón¹³.

En términos de las emisiones globales, la Argentina representa menos del 1% de las emisiones totales y sólo la mitad proviene del sector energético¹⁴.

II. LOS RECURSOS NO CONVENCIONALES

Según la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés), Argentina está entre los cuatro países con mayor potencialidad en materia de recursos no convencionales del mundo.

⁸ *Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030*, cit.

⁹ El gas es usado por los hogares, la industria, el transporte a través del Gas Natural Comprimido y también para la generación eléctrica.

¹⁰ *Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030*, cit.

¹¹ *Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030*, cit., p. 28.

¹² *Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030*, cit., pp. 26-27.

¹³ Arceo, Nicolás; Bersten, Lara y Wainer, Andrés. (2022). *La evolución del sector de hidrocarburos. Potencialidades de la matriz energética argentina*, Buenos Aires, Fundar. Disponible en <https://www.fund.ar>.

¹⁴ Arceo, Nicolás; Bersten, Lara y Wainer, Andrés. (2022). *La evolución del sector de hidrocarburos. Potencialidades de la matriz energética argentina*, cit.

La misma fuente estimó en 2013 que los recursos técnicamente recuperables equivalen a 27.000 millones de barriles de petróleo y 802 billones de pies cúbicos de gas natural¹⁵.

Argentina tiene el segundo reservorio de gas y el cuarto de petróleo no convencional¹⁶. La principal formación de hidrocarburos no convencionales¹⁷ en la Argentina se denomina Vaca Muerta y está ubicada en la Cuenca Neuquina, al sudoeste del país¹⁸. Ocupa una superficie de más de 30.000 km²¹⁹.

La Cuenca Neuquina, donde se localiza la formación Vaca Muerta, es una de las cinco cuencas sedimentarias para hidrocarburos productivas en el territorio argentino, es la que contiene la mayor parte de las reservas comprobadas de gas natural y es la responsable del 59% de la producción de petróleo del país y del 68% del gas natural (en el 2022)²⁰.

III. REFORMA A LEY DE HIDROCARBUROS

Para el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales fue menester reformar el antiguo marco regulatorio federal de hidrocarburos. Ello tuvo

15 "World Shale Gas and Shale Oil Resources assessment: Energy Information Administration-Advanced Resources International". US Energy Information Administration, EIA, 2013. Un muy interesante y completo análisis sobre el *status* y las perspectivas del desarrollo de los recursos gasíferos no convencionales de la Argentina puede verse en Gomes, I. y Brandt, R. "Unconventional gas in Argentina: Will it become a game changer?", en *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)*, 13 (2017), pp. 1-116.

16 Coremberg, Ariel. "Vaca muerta: mitos y realidades", *Revista de Ciencias Sociales*, vol. 59, n.º 228, Buenos Aires, Instituto de Desarrollo Económico, septiembre-diciembre 2019, pp. 213-250.

17 La formación Vaca Muerta está ubicada en la Cuenca Neuquina, al sudoeste del país y abarca gran parte de la superficie de la Provincia de Neuquén, Mendoza, Río Negro y La Pampa (véase "Estudios estratégicos para el desarrollo territorial de la región Vaca Muerta", trabajo realizado para los Estudios Estratégicos para el Desarrollo Territorial de la Región Vaca Muerta-Segunda Etapa, financiados por CAF-Banco de Desarrollo de América Latina, en el marco del Programa de Fortalecimiento Institucional de la Subsecretaría de Planificación Territorial de la Inversión Pública, Ministro de Interior, Obras Públicas y Vivienda de la Nación, Buenos Aires, 2016, disponible en <https://www.copade.gob.ar/Archivos/1-Estudios-estrategicos-para-el-desarrollo-territorial-de-la-region-de-VacaMuerta.pdf>).

18 Abarca gran parte de la superficie de la Provincia de Neuquén, y de Mendoza, Río Negro y La Pampa.

19 Véase <https://www.redalyc.org/journal/357/35755981010/html/>; y Coremberg, Ariel. "Vaca muerta: mitos y realidades", cit., pp. 213-250.

20 "La producción de hidrocarburos en Argentina Informe anual Año 2022", informe elaborado por el Departamento Técnico del Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, que dirige el Lic. Julián Rojo, marzo de 2023. Disponible en <https://www.iae.org.ar/2023/03/02/informe-anual-de-hidrocarburos-ano-2022/>.

lugar, en un primer momento, mediante el dictado por el Poder Ejecutivo Nacional del Decreto 929/13^[21] por el cual se aprobó un régimen de promoción de inversión para la explotación de hidrocarburos y regulación de la explotación no convencional de hidrocarburos.

Poco tiempo después, en octubre de 2014 a través de la Ley 27.007^[22], por la cual se introdujeron importantes reformas a la antigua Ley Federal de Hidrocarburos, 17.319 de 1967. Los cambios más relevantes que produjo la reforma apuntaron a modificar, sustancialmente, los contornos de los dos títulos clásicos atributivos de derechos de exploración y explotación de áreas de hidrocarburos, como son: el permiso²³ y la concesión²⁴, respectivamente. El legislador alteró, entre otras cosas, los plazos de duración previstos para ambos títulos (tanto en lo que hace a la duración del período original, como a las eventuales prórrogas, y estableció plazos más extensos para los recursos no convencionales²⁵) y las condiciones de la reversión de las áreas al Estado concedente. También produjo algunos cambios al procedimiento de adjudicación de las áreas²⁶ y respecto a las cargas económicas que pesan sobre

21 B.O. 17/07/13.

22 B.O. 31/10/14.

23 Ley 27.007, artículos 1.º, 2.º y 3.º, que modifican los artículos 23, 25 y 26 de la ley 17.319, respectivamente.

24 Ley 27.007, artículos 4.º, 5.º, 6.º, 7.º, 8.º, 9.º y 10. Tales normas sustituyen los artículos 27, 29, 34, 35 y 41 de la ley 17.319, e incorporan a dicho texto legal los artículos 27 bis y 27 ter.

25 La extensión temporal de los permisos de exploración será la que fijen los pliegos licitatorios, dentro de los plazos máximos previstos en la legislación. La ley distingue, en tal sentido, un “plazo básico” y un “periodo de prórroga”. En las áreas de exploración convencional, el plazo básico se extiende hasta un máximo de seis años en áreas terrestres y de hasta ocho años para las áreas situadas en la plataforma continental del mar territorial. Para las áreas con objetivo no convencional, el plazo básico puede extenderse hasta un máximo de ocho años. En todos los casos, se reconoce a los permisionarios la posibilidad de obtener un periodo de prórroga por otros cinco años (artículo 23 de la Ley 17.319, en la versión reformada por la Ley 27.007). A su vez, el plazo máximo de las concesiones de explotación también difiere en función de su tipología: veinticinco años para las concesiones de explotación convencional, treinta y cinco para las de explotación no convencional y treinta para las concesiones ubicadas sobre la plataforma continental y el mar territorial (artículo 35 de la Ley 17.319, tras la reforma introducida por el artículo 9.º de la Ley 27.007). A partir de la reforma introducida la Ley 27.007, los concesionarios de explotación pueden obtener prórrogas sucesivas sin límite alguno en tanto cumplan sus obligaciones, mantengan el área en producción y presenten un plan de inversiones consistente con el desarrollo del yacimiento (artículo 35 de la Ley 17.319, ya citado). (Perrino, Pablo E. y De la Riva, Ignacio M. [2021]. “El mercado del gas y su regulación en la Argentina”, en Moreno Castillo, Luis Ferney y Del Guayo Castiella, Íñigo [directores]. *Los mercados del gas y su regulación en Iberoamérica*, Universidad Externado de Colombia, Bogotá, pp. 19-68).

26 Ley 27.007, arts. 11, 12 y 13, modificatorios de los arts. 45, 47 y 48 de ley 17.319, respectivamente.

los permisionarios y concesionarios de hidrocarburos (canon²⁷ y regalías²⁸) e introdujo la obligación de pago de un bono a cargo del concesionario por la prórroga de la concesión o por la realización de actividades complementarias de explotación convencional dentro de la concesión de explotación no convencional que se le haya otorgado²⁹. Además, se estableció un régimen especial de promoción, de fomento y de inversiones para la explotación de hidrocarburos³⁰.

IV. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS DEL RESERVORIO DE GAS VACA MUERTA

El enorme reservorio de gas natural localizado en Vaca Muerta, que por cierto no es el único que existe en el país, del cual hoy sólo está en explotación una pequeña parte de su superficie, coloca a la Argentina frente a un nuevo paradigma energético. De persistir el fuerte ritmo de inversiones y el consecuente crecimiento sostenido en la producción que exhibe dicho reservorio en los últimos años, se podría recuperar el autoabastecimiento de gas perdido en 2011 y también reemplazar la mayor parte del consumo de combustibles líquidos derivados del petróleo (que son más contaminantes) que consume el parque termoeléctrico. Además, y esto es clave para el país, se posibilitaría la exportación de gas, lo cual ya es una realidad en períodos estivales (noviembre-abril).

Se estima que si se desarrollara sólo el 50% de los recursos gasíferos de Vaca Muerta durante las próximas tres décadas, eso generaría un nivel de producción de gas en torno a los 400 MMm³/d y excedentes de exportación de, al menos, 200 MMm³/d. Y que la comercialización de dichos excedentes en el mercado mundial supondría un ingreso de divisas por aproximadamente USD 27.000 millones anuales, considerando un precio del GNL muy inferior al que se registra actualmente. Ello representaría más de la tercera parte de las exportaciones totales de bienes del país de 2021^[31].

27 Ley 27.007, artículo 14, que sustituye el texto de los artículos 57 y 58 de la ley 17.319.

28 Ley 27.007, artículos 16 y 17, que reemplazan los artículos 59 y 61 de la ley 17.319. También se refieren al régimen de las regalías los artículos 27 y 28, pertenecientes al Título III de la ley comentada.

29 Ley 27.007, artículo 15, que incorpora el artículo 58 bis a la ley 17.319.

30 Ley 27.007, artículos 19 a 22.

31 Véase Arceo, N.; González, D. y Zack, G. (2022). "Exportar GNL: un marco regulatorio para

De tal modo, el inteligente aprovechamiento del gas no convencional y también del petróleo no convencional pueden producir una profunda modificación del crítico escenario que ha caracterizado al sector energético de los últimos 20 años, producto de un conjunto de decisiones gubernamentales equivocadas, que provocaron la caída de las inversiones y la consecuente pérdida del autoabastecimiento energético y transformaron al país en un fuerte importador de energía. El resultado directo de ello fue el deterioro progresivo de la balanza comercial del sector y una caída vertiginosa de las reservas y la producción de gas y petróleo. El país pasó desde el año 2011 de ser exportador a importador de petróleo y gas (principalmente de gas³²). La producción de gas cayó en forma ininterrumpida durante más de una década hasta el 2014, a partir del cual empezó a crecer formando una “V” en la serie de producción. El cambio de tendencia tuvo lugar por el aporte de los reservorios no convencionales³³.

En efecto, ante la compleja situación energética la explotación de dichos reservorios fue la forma de dar respuesta al déficit producido por el aumento de la demanda de consumo de energía y caída en la extracción convencional.

el futuro”, Fundar. Disponible en <https://www.fund.ar>; Farina, P., Drucaroff, S. y Rivas, D. (diciembre de 2020). *De la crisis a la oportunidad del sector energético: escenarios y condiciones para ampliar la oferta a 2050*. Documento de Trabajo n.º 200, Buenos Aires, CIPPEC; “La producción de hidrocarburos en Argentina Informe anual Año 2022”, informe elaborado por el Departamento Técnico del Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, que dirige el Lic. Julián Rojo, marzo de 2023. Disponible en <https://www.iae.org.ar/2023/03/02/informe-anual-de-hidrocarburos-ano-2022/>.

32 Argentina importa gas de Bolivia desde 2006 y GNL desde 2008, que se trae en barco (Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, “Suministro de gas: qué acordó la Argentina con Bolivia y qué pasó con la producción y las importaciones en los últimos años”, Buenos Aires, 2022. Disponible en <https://www.iae.org.ar/2022/04/13/suministro-de-gas-que-acordo-la-argentina-con-bolivia-y-que-paso-con-la-produccion-y-las-importaciones-en-los-ultimos-anos/>).

33 Véase De la Riva, Ignacio. “Hidrocarburos: del Estado subsidiario al Estado interventor”, en *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería*, n.º 2, agosto-octubre de 2014, Buenos Aires, pp. 21 a 52; Arceo, Nicolás; Bersten, Lara y Wainer, Andrés (2022). “La evolución del sector de hidrocarburos. Potencialidades de la matriz energética argentina”, Buenos Aires, Fundar. Disponible en <https://www.fund.ar>; Farina, P., Drucaroff, S. y Rivas, D. (2020). “De la crisis a la oportunidad del sector energético: escenarios y condiciones para ampliar la oferta a 2050”, Documento de Trabajo n.º 200, Buenos Aires, CIPPEC; y “La producción de hidrocarburos en Argentina Informe anual Año 2022”, informe elaborado por el Departamento Técnico del Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, que dirige el Lic. Julián Rojo, marzo de 2023. Disponible en <https://www.iae.org.ar/2023/03/02/informe-anual-de-hidrocarburos-ano-2022/>; Bondorevsky, D. (junio de 2019). “El papel de la política de precios del gas natural. De la intervención a las subastas”, Documento de Políticas Públicas, n.º 211, Buenos Aires, CIPPEC.

Y su desarrollo fue posible, fundamentalmente, en virtud de diversos planes que establecieron como incentivo por la producción del gas incremental un precio estímulo y subsidiado por el Estado a los productores para el gas comercializado en el mercado local³⁴, así como también otras medidas de ayuda, como la reducción de los aranceles a la importación de la maquinaria a ser usada en la explotación de hidrocarburos y un régimen de acceso a divisas que contempla un régimen cambiario diferencial para las empresas que incrementen su producción de hidrocarburos³⁵.

Todo ello dio sus frutos y a junio de 2023 Vaca Muerta representa cerca del 42% de la producción total de gas en la Argentina, mientras que en el caso del petróleo no convencional alcanza el 46% sobre la suma de la actividad en el país³⁶.

La situación que exhibe la industria es la de un fuerte incremento de la producción que requiere con urgencia inversiones en infraestructura. En efecto, para que continúe creciendo Vaca Muerta es imprescindible ampliar la capacidad de transporte hoy disponible para el abastecimiento interno y la exportación de gas a países vecinos, así como la construcción de plantas de licuefacción que hagan posible la comercialización del GNL a otros mercados³⁷.

Ante dicha situación, en febrero de 2022, el Gobierno nacional creó el Programa Sistema de Gasoductos "Transport.Ar"³⁸ y definió un listado de

34 Tales como el Plan Gas I creado por la Resolución 1/13 de la ex-Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; Plan Gas II creado por la Resolución 60/13 de la ex-Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales aprobado por la Resolución 46/17 del entonces Ministerio de Minería y Energía y Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024, aprobado por Decreto del Poder Ejecutivo Nacional n.º 892/2020; véase: Bernardi, Mariano H. "Un camino hacia Vaca Muerta (parte III). Mercado del petróleo y del gas", en *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería*, n.º 30, agosto-octubre de 2021, pp. 79-113.

35 Decreto de Necesidad y Urgencia del Poder Ejecutivo Nacional 277/22 y Decreto del Poder Ejecutivo Nacional 484/2022.

36 Ministerio de Economía de la Nación: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/energia-confirmon-nuevo-record-de-produccion-de-gas-en-vaca-muerta>.

37 International Gas Union (IGU) and the Latin American Energy Organization (OLADE), "Natural Gas in the Transition to Low-Carbon Economies – The Case for Latin America and the Caribbean", 2023. Disponible en <https://www.igu.org/resources/natural-gas-in-the-transition-to-low-carbon-economies/>.

38 Art. 2 de la Resolución 67/2022 de la Secretaría de Energía de la Nación. Según se indica en la

obras a ejecutar³⁹. Entre ellas cabe mencionar por su importancia la construcción de un nuevo gasoducto para evacuar el gas incremental de Vaca Muerta, llamado Gasoducto Presidente Néstor Kirchner (GPNK)⁴⁰, que tendrá una longitud de 1050 kilómetros.

En septiembre de 2022 comenzó la ejecución de la obra y el 9 de julio de 2023 se inauguró la primera etapa del gasoducto de 573 kilómetros, que conecta el parque industrial Tratayen, Provincia de Neuquén, emplazado en el corazón de Vaca Muerta, con la localidad de Salliqueló, en la provincia de Buenos Aires y que permitirá transportar 11 millones de metros cúbicos por día (m^3/d) de gas y en un futuro próximo, cuando se instalen plantas compresoras, 22 millones de m^3/d ⁴¹. La segunda etapa del gasoducto conectará Salliqueló con San Jerónimo, en el sur de la provincia de Santa Fe⁴², y permitirá llevar gas al norte argentino y exportarlo a Brasil⁴³.

Se trata de una obra estratégica para el país, porque permitirá sustituir gradualmente las importaciones de GNL y de gas de Bolivia⁴⁴, reemplazar el

resolución el objetivo del programa es la ejecución de las obras necesarias para promover el desarrollo, crecimiento de la producción y abastecimiento de gas natural, sustituir las importaciones de gas oil, fuel oil, carbón, gas natural y energía eléctrica de países limítrofes y gas natural licuado que se realizan periódicamente para abastecer las centrales de generación térmica, la demanda de energía eléctrica y la demanda de gas natural.

39 Art. 3 de la Resolución 67/2022 de la Secretaría de Energía de la Nación. Según lo dispone el art. 4 de la citada resolución las obras de construcción, ejecución de los gasoductos allí listados se realizarán a través de la empresa estatal Integración Energética Argentina Sociedad Anónima (IEASA), quien las podrá realizar por sí o a través de terceros.

40 Concorde con lo previsto en la citada Resolución 67/2022 de la Secretaría de Energía de la Nación, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia 76/2022 por el cual le otorgó a la empresa estatal Integración Energética Argentina S. A. (IEASA) una concesión de transporte por el término de 35 años para construir, mantener, operar y prestar el servicio de transporte del gasoducto, en los términos de la ley de Hidrocarburos n.º 17319 y del Marco Regulatorio del Gas Natural ley n.º 24076.

41 Cfr. Ministerio de Economía de la Nación: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/gasoducto-presidente-nestor-kirchner>; y Diamante, Sofia. "Gasoducto Néstor Kirchner: los detalles de la obra y sus efectos", <https://www.lanacion.com.ar/economia/gasoducto-nestor-kirchner-detalles-de-la-obra-y-efectos-nid10072023/>.

42 Se estima que podría concluir durante el 2024.

43 <https://www.mejorenergia.com.ar/noticias/2023/06/20/1525-como-sera-la-etapa-ii-del-gasoducto-nestor-kirchner>.

44 A partir de 2006 Argentina se vio obligada a importar gas desde Bolivia y desde 2008 GNL que se trae por barco, si bien en los últimos años las importaciones han disminuido invierno. La importación de gas tiene lugar en invierno, cuando se producen los picos de consumo por uso de calefacción en el sector residencial y comercial (véase: <https://www.iae.org>).

uso de combustible líquido para la generación de electricidad (que son más onerosos y provocan un mayor impacto sobre el medio ambiente), abastecer ampliaciones industriales y fortalecer la exportación regional⁴⁵.

Otra de las obras prioritarias y estratégicas previstas en el Programa Sistema de Gasoductos "Transport.Ar", y que ya se encuentra en curso, es la llamada "Reversión del Gasoducto Norte"⁴⁶. Este gasoducto es operado por Transportadora del Gas del Norte S. A. (TGN), que es una de las dos licenciatarias del servicio público de transporte del gas natural. El Gasoducto Norte nace en la localidad de Campo Durán, provincia de Salta, muy cerca del límite con Bolivia y, luego de recorrer 1454 km, llega a San Jerónimo, provincia de Santa Fe⁴⁷. A través de este gasoducto se importa el gas que proviene de Bolivia. Con la reversión del gasoducto se persigue la sustitución total de las importaciones de gas natural boliviano y el abastecimiento de los usuarios de las provincias del centro y norte del país con gas natural proveniente de Vaca Muerta, y principalmente el abastecimiento a las centrales termoeléctricas ubicadas en dicha región que dependen actualmente del gas importado para poder generar energía⁴⁸.

V. DESARROLLO DEL MERCADO DE GNL

Vaca Muerta, además de ser clave para el abastecimiento de la demanda doméstica, también lo es para constituir al país en un actor clave en el mer-

ar/2022/04/13/suministro-de-gas-que-acordo-la-argentina-con-bolivia-y-que-paso-con-la-produccion-y-las-importaciones-en-los-ultimos-anos/; y "La producción de hidrocarburos en Argentina Informe anual Año 2022", informe elaborado por el Departamento Técnico del Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, que dirige el Lic. Julián Rojo, marzo de 2023. Disponible en <https://www.iae.org.ar/2023/03/02/informe-anual-de-hidrocarburos-ano-2022/>.

45 <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/gasoducto-presidente-nestor-kirchner/ubicacion-objetivos-y-beneficios>.

46 Art. 6 de la Resolución 67/2022 de la Secretaría de Energía de la Nación.

47 <https://www.tgn.com.ar/operaciones-servicios/sistema-tgn/>.

48 Así se lo indica en la Resolución 606/2023 de la Secretaría de Energía de la Nación. La obra de reversión del Gasoducto Norte para darle un sentido inverso al actual es clave para reemplazar el declino de los envíos de gas de Bolivia, tal como se lo afirma en la resolución antes citada. De ahí la importancia de esta obra, pues existe un alto riesgo de desabastecimiento de gas natural y energía eléctrica a los usuarios del centro y norte del país, habida cuenta que las principales centrales termoeléctricas radicadas en dicha región dependen del gas importado desde Bolivia para poder generar y no tienen como alternativa la posibilidad de utilizar combustibles líquidos.

cado exportador de GNL⁴⁹, el cual está en claro crecimiento en los últimos tiempos⁵⁰.

Una de las razones del incremento de la demanda internacional de gas radica en la necesidad de desplazar al carbón en la matriz energética mundial, con el fin de mitigar la emisión de gases de efecto invernadero, lo cual en rigor se alcanzará a través de una mayor incidencia de las energías de origen renovable, pero también en el proceso de transición por el mayor uso del gas natural⁵¹, que es un combustible sensiblemente menos contaminante que el carbón y el petróleo y que permite sortear los problemas de intermitencia de las fuentes de origen renovable⁵².

En efecto, si bien la generación de energía eléctrica de fuentes renovables ha bajado de precio en forma sostenida y se está expandiendo en todo el mundo (principalmente la eólica y la solar), debido a su carácter intrínsecamente intermitente y el elevado costo que representa en la actualidad su

49 El gas natural licuado o GNL es gas natural (predominantemente metano, CH₄, con alguna mezcla de etano, C₂H₆) que se ha enfriado para alcanzar su estado líquido. En su estado líquido, el GNL ocupa aproximadamente 1/600 del volumen de gas natural en estado gaseoso (en condiciones estándar de temperatura y presión). Al estar líquido (o criogénico) se posibilita su almacenamiento y transporte a mercados alejados mediante buques metaneros, para luego ser nuevamente transformado en plantas regasificadoras e inyectado a distintos sistemas de distribución locales nuevamente como gas natural (<https://gnlglobal.com/gnl/>).

50 Véase International Gas Union (IGU), 2023 World LNG Report, 12/07/23. Disponible en <https://www.igu.org/resources/lng2023-world-lng-report/>; Arceo, N.; González, D. y Zack, G. (2022). "Exportar GNL: un marco regulatorio para el futuro", Fundar. Disponible en <https://www.fund.ar>.

51 En este sentido se ha señalado: "hasta que se terminen de desarrollar y expandir lo suficiente las fuentes de energía renovables como para reemplazar masivamente los combustibles de origen fósil (lo cual llevará un tiempo considerable, teniendo en cuenta la importancia de estos las dificultades tecnológicas y los costos asociados), es esperable una mayor utilización de gas natural a fin de reemplazar al carbón que posee un mayor nivel de emisiones. De allí su papel como combustible de transición [...]" (Zabaloy, María Florencia; Guzowski, Carina y Recalde, Marina Yesica, "Políticas públicas para la transición energética argentina: pasado, presente y futuro", en *Revista Estudios de Políticas Públicas* (REPP), on-line ISSN 0719-6296, Universidad de Chile, 2023, https://www.scielo.cl/scielo.php?pid=S0719-629620230001000095&script=sci_arttext#affi).

52 "Definitivamente, el carbón es la mayor fuente de emisiones de CO₂ relacionadas con la energía a nivel mundial ya que representa más del 70% del total. Esto se debe tanto al uso generalizado del carbón para generar energía eléctrica como a la intensidad excepcionalmente alta de CO₂ de la energía alimentada con carbón: el carbón emite 879 gramos de CO₂ equivalente por kWh, superior a la emisión del petróleo (713 gCO₂/kWh) y más del doble que el gas natural (391 gCO₂/kWh) (Foster & Bedrosyan, 2014)" (*Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030*, cit., p. 10); véase: International Gas Union (IGU), 2023 World LNG Report, 12/07/23. Disponible en <https://www.igu.org/resources/lng2023-world-lng-report/>.

almacenamiento⁵³, es necesario contar con un respaldo equivalente de fuentes convencionales, que puedan ser despachadas según la demanda lo requiera. De ahí que se sostenga la importancia del gas como recurso fiable, flexible, que otorga mayor seguridad de suministro al sistema energético global y de complementación de las energías renovables⁵⁴.

Por lo dicho, se considera que el gas natural puede desempeñar un papel clave en los procesos de transformación de las estructuras energéticas hacia energías menos contaminantes⁵⁵.

Y en este contexto, como es fácil advertir, se presenta una oportunidad única para que el elevado nivel de recursos gasíferos que dispone Argentina se destine al abastecimiento de la demanda internacional, en especial mediante la exportación de GNL⁵⁶; máxime que su consumo ha crecido intensamente en los últimos tiempos y se considera que continuará haciéndolo como consecuencia del conflicto bélico de Rusia con Ucrania⁵⁷. Esto ha

53 Klaus Schmidt-Hebbel y Quiroz & Asociados. "El rol del gas natural en la transición energética: Chile, 2020-2050", informe preparado para AGN, 2020, <https://www.agnchile.cl/2020/07/presentacion-del-estudio-el-rol-del-gas-natural-en-la-transicion-energetica-de-chile-2020-2050/>.

54 Del Guayo Castiella, Íñigo y Moreno Castillo, Luis Ferney. (2021). "Introducción. El gas natural en la transición sistémica en América Latina" y "Reflexiones conclusivas", en Moreno Castillo, Luis F. y Del Guayo Castiella, Íñigo (dirs.). *Los mercados del gas y su regulación en Iberoamérica*, Bogotá, Universidad Externado de Colombia, pp. 11 a 15 y pp. 511 a 515.

55 Di Sbroiavacca, Nicolás; Dubrovsky, Hilda; Nadal, Gustavo y Contreras Lisperguer, Rubén. "Rol y perspectivas del gas natural en la transformación energética de América Latina: aportes a la implementación del Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles", Documento de Proyectos (LC/TS.2019/23), Santiago, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2019. Disponible en <https://www.cepal.org/es/publicaciones/44596-rol-perspectivas-gas-natural-la-transformacion-energetica-america-latina-aportes>; y Arceo, Nicolás; Bersten, Lara y Wainer, Andrés. (2022). "La evolución del sector de hidrocarburos. Potencialidades de la matriz energética argentina", Buenos Aires: Fundar. Disponible en <https://www.fundar.org.ar>. En el documento "Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030", aprobado por la Resolución 1036/21 de la Secretaría de Energía, se establece que la transición energética, motorizada por la demanda de acción climática, debe ser justa, asequible y sostenible, por lo que, en las líneas de acción se contempla el desarrollo del sector hidrocarburífero y especialmente el gas natural como abastecedor de energía, vector de empleo y generador de divisas, el cual se afirma es susceptible de aportar a la transición regional y global por ser un recurso menos intensivo en emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por unidad de energía.

56 International Gas Union (IGU) and the Latin American Energy Organization (OLADE), "Natural Gas in the Transition to Low-Carbon Economies – The Case for Latin America and the Caribbean", 2023. Disponible en <https://www.igu.org/resources/natural-gas-in-the-transition-to-low-carbon-economies/>.

57 International Gas Union (IGU), 2023 World LNG Report, 12/07/23. Disponible en <https://www.igu.org/resources/lng2023-world-lng-report/>.

generado la necesidad de la Unión Europea (UE) de independizarse, en el corto y mediano plazo, del abastecimiento de gas natural por parte de Rusia y ampliar, entonces, la importación de GNL⁵⁸, así como también expandir las plantas de regasificación en tierra existentes o contratar unidades flotantes de almacenamiento y regasificación (FSRU)⁵⁹.

De tal modo, la seguridad del suministro se ha convertido en una prioridad principal en Europa y otras regiones importadoras. Y para ello el GNL desempeña y desempeñará un papel fundamental⁶⁰.

⁵⁸ “La Unión Europea es *el mayor importador mundial de gas natural licuado*. En el primer semestre de 2022, importó más de 65.000 millones de metros cúbicos, por un valor de más de 60.000 millones de euros. [...] La capacidad total de importación de GNL de la UE es significativa (alrededor de 157.000 millones de metros cúbicos de GNL regasificado al año), suficiente para satisfacer *aproximadamente el 40% del total de la demanda de gas*. Sin embargo, el acceso a la infraestructura de GNL en la UE no es uniforme.” (<https://www.consilium.europa.eu/es/infographics/lng-infrastructure-in-the-eu/>).

⁵⁹ <https://www.consilium.europa.eu/es/infographics/eu-gas-supply/>. En el marco de la Cumbre Unión Europea (UE) y la Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños (CELAC), el 17 de julio de 2023 la UE y Argentina suscribieron un Memorando de Entendimiento cuyo objetivo es la cooperación energética en las áreas del a) hidrógeno y sus derivados; b) energía renovable; c) eficiencia energética; d) gas natural y gas natural licuado (GNL). En el acuerdo se establece que ambas partes se esfuercen por alentar a los actores públicos y privados a cooperar a fin de alcanzar los objetivos en materia de energías limpias y de lucha contra el cambio climático, principalmente en las áreas de hidrógeno y sus derivados; energías renovables y promoción de la eficiencia energética. Puntualmente, en lo que concierne al GNL se destaca el papel que juega y seguirá jugando el gas natural en la transición energética de la Unión Europea hasta que haya alcanzado su objetivo de neutralidad climática para 2050 y se consigna que la UE y Argentina cooperarán en un período de transición a fin de propiciar un suministro estable de GNL desde la Argentina a la UE que sea consistente con los objetivos de descarbonización de largo plazo. También, se señala que procurarán reducir las fugas de metano en la cadena de suministro de gas natural fósil al máximo nivel viable, examinar nuevas tecnologías para reducir la quema y el venteo e integrar el metano recuperado en la cadena de suministro para aumentar la eficiencia en el proceso de suministro de gas natural.

Además, el memorando subraya la necesidad de garantizar que las futuras inversiones en proyectos cumplan la legislación medioambiental pertinente, tengan en cuenta las preocupaciones sobre la degradación de la biodiversidad y garanticen la protección, conservación y restauración de los sistemas hídricos y los ecosistemas acuáticos. También hace hincapié en la importancia de llevar a cabo una transición energética justa que respete los intereses de las comunidades locales. (El MOU está disponible en https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_3859).

⁶⁰ En respuesta a las dificultades y a las perturbaciones del mercado mundial de la energía causadas por la invasión rusa a Ucrania, la Comisión Europea puso en marcha en mayo de 2022 un ambicioso plan denominado REpowerEU, cuyo objetivo es reducir rápidamente la dependencia que presentan los países comunitarios de los combustibles fósiles rusos. A tal fin, el plan contiene diversas medidas tendientes a garantizar un suministro de energía asequible, invertir en energías renovables, ahorrar energía y diversificar las fuentes de aprovisionamiento de energía, (entre ellas,

En definitiva, la transición energética iniciada a nivel internacional y el conflicto en Ucrania suponen una oportunidad única para el desarrollo y aprovechamiento de los recursos gasíferos que dispone Argentina, que se debe aprovechar antes de que la misma transición determine una disminución sustantiva en la demanda de combustibles fósiles y de su participación en la matriz energética mundial⁶¹. Por lo demás, la recuperación de la demanda global en la pospandemia y la invasión de Rusia a Ucrania provocaron la recomposición del precio internacional del GNL⁶².

Entonces, ante el escenario expuesto, cabe preguntarse ¿qué debe hacer la Argentina para el aprovechamiento de este escenario, teniendo presente que la ventana de tiempo es corta?

Y la respuesta es sencilla: desarrollar una política de Estado de largo plazo que otorgue previsibilidad y estabilidad para la realización de las inversiones necesarias que demanda la producción, el transporte, licuefacción y exportación de GNL⁶³.

Ello es fundamental pues, como es bien sabido, la inversión en el sector energético, debido a los elevados costos hundidos, períodos de gestación y de repago prolongados y largos períodos de maduración y vida útil, presenta una elevada vulnerabilidad a riesgos de distinta índole, pero en particular los de naturaleza política y regulatoria. La maduración de las elevadas inversiones requeridas para proyectos de la naturaleza de los que estamos refiriendo (para que el país se constituya en un exportador de GNL) probablemente no sea menor a cinco años, por lo cual los beneficios no se van a percibir en el corto plazo.

La actual coyuntura económica argentina y su historia de permanentes cambios en las reglas de juego son obstáculos para generar la confianza necesaria para el desarrollo de esta nueva plataforma de exportación. Por tal

inversiones en la adquisición común de gas natural licuado (https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_es).

61 Arceo, Nicolás; Bersten, Lara y Wainer, Andrés (2022). "La evolución del sector de hidrocarburos. Potencialidades de la matriz energética argentina", Buenos Aires, Fundar. Disponible en <https://www.fund.ar>.

62 Arceo, N.; González, D. y Zack, G. (2022). Exportar GNL: un marco regulatorio para el futuro, Fundar. Disponible en <https://www.fund.ar>.

63 Lamentablemente, Argentina es un país que se caracteriza por una política pendular en materia energética y una errante política económica que, claro está, ha repercutido negativamente sobre el sector energético.

motivo, es imprescindible una política de largo plazo en un tema que como este constituye una oportunidad única.

Esta política estatal debe plasmarse en un nuevo marco regulatorio legal que contemple las especificidades de la producción y el transporte del gas para su posterior licuefacción y exportación, y brinde las condiciones necesarias y genere los incentivos para la realización de las inversiones requeridas. A tal fin, estimamos necesaria la implementación de un razonable régimen de fomento o promocional en el que se asegure la estabilidad tributaria y regulatoria, la libre disponibilidad de las divisas y el acceso al mercado de cambios, lo cual es fundamental para el pago de todos los insumos y servicios importados, para el servicio de capital e intereses de la deuda que se tome para financiar los proyectos y para la remisión de dividendos a los accionistas⁶⁴.

64 El 29/05/23 el Poder Ejecutivo Nacional presentó en la Cámara de Diputados de la nación un proyecto de ley de promoción del GNL. En el proyecto se prevé la declaración de interés público nacional y como objetivo prioritario la licuefacción de gas natural con destino a la exportación de GNL y sus actividades asociadas, vinculadas con el almacenamiento, la comercialización, el transporte y la instalación de infraestructura en el territorio argentino.

En el texto proyectado se prevén importantes beneficios fiscales por un plazo de 30 años a partir de la primera exportación y la libre disponibilidad de un 50% obtenidas en las exportaciones vinculadas al proyecto, para poder ser destinadas al pago de capital e intereses de pasivos comerciales, pasivos financieros con el exterior, y/o utilidades y dividendos que correspondan a balances cerrados y auditados y/o a la repatriación de inversiones directas de no residentes. También se contempla estabilidad cambiaria para el pago de del endeudamiento financiero por 30 años” y la posibilidad de acceder a divisas para el pago de importaciones. También se establece una garantía de estabilidad regulatoria, que se traduce en la inaplicación de modificaciones futuras dicho marco legal, y la inaplicabilidad de normativa reglamentaria y/o complementaria que altere las disposiciones en el contenidas, en relación a un proyecto aprobado y sus ampliaciones, modificaciones y/o etapas sucesivas. El texto del proyecto de ley puede consultarse en <https://www.diputados.gov.ar/proyectos/resultados-buscador.html>.