

**LA NECESIDAD DE UNA LEY NACIONAL QUE REGULE
EL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO
DE HIDROCARBUROS EN LA REPÚBLICA ARGENTINA**

**THE NEED OF RULING UNDERGROUND STORAGE
IN ARGENTINA***

Por CATALINA LÓPEZ HERRERA**

Resumen: El presente trabajo expone ciertas falencias legales de la regulación de la actividad de almacenamiento subterráneo de gas en la Argentina y propone una modificación legislativa para fomentar las inversiones en la actividad y poder obtener los beneficios asociados a ella.

Abstract: This paper aims to describe the legal shortcomings of underground gas storage regulation in Argentina. To overcome such issues the paper proposes an amendment of the Hydrocarbons Law to encourage investments in this activity and allow its benefits.

Palabras clave: Almacenamiento subterráneo; almacenamiento de gas; hidrocarburos; almacenamiento subterráneo en la Argentina.

Key words: Underground gas storage; gas storage; Oil and gas; underground storage in Argentina.

**§ 1. LA NECESIDAD Y LA IMPORTANCIA DE LA REGULACIÓN
DEL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE HIDROCARBUROS**

a) *OBJETIVO DEL PRESENTE TRABAJO.* — El presente trabajo tiene por objetivo: i) analizar la legislación vigente en relación al almacenamiento sub-

* Recibido: 15/1/2021. Aceptado: 28/4/2021.

** Abogada (UBA, 2015) y Magíster en Derecho Empresario (Universidad de San Andrés, 2020), con experiencia como abogada externa (Marval, O'Farrell, Mairal) e interna (Grupo Techint) en brindar asesoramiento legal y de *compliance* a empresas líderes multinacionales en una amplia variedad de asuntos. Posgrado de "Derecho y Energía: Hidrocarburos" (Universidad Torcuato Di Tella, 2018). Es Miembro de la Comisión de Jóvenes Abogados del Colegio de Abogados de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Filiación Académica: Universidad de San Andrés. Actualmente se desempeña en la gerencia de legales de Tecpetrol S.A. (Grupo Techint). Correo electrónico: catalherrera@gmail.com. Las opiniones de la autora son estrictamente personales y no comprometen en modo alguno a su empleadora.

terráneo de hidrocarburos en la República Argentina; *ii*) determinar cuáles son las falencias legales de tal legislación, y *iii*) proponer una modificación legislativa que contemple las características particulares de la actividad y sea apta para superar las falencias observadas.

Comenzaremos por describir cómo se lleva a cabo el almacenamiento subterráneo de hidrocarburos y cuáles son sus características particulares, tanto técnicas como económicas. Asimismo mencionaremos en qué países del mundo se lleva adelante la actividad actualmente.

Luego describiremos la legislación vigente aplicable a ella con la finalidad de demostrar los vacíos legales actuales. Analizaremos de qué formas podría llevarse a cabo la presente actividad bajo la normativa existente y qué entes estatales intervendrían en tal caso. De allí se desprenderán los vacíos legales de la normativa actual y la falta de seguridad jurídica y económica que incide en que no se invierta en esta actividad en la República Argentina.

Una vez planteado el problema, propondremos que se contemplen las particularidades del almacenamiento subterráneo de hidrocarburos bajo la ley 17319 (la Ley de Hidrocarburos). Identificaremos los aspectos que entendemos deben encontrarse necesariamente contemplados en dicha ley para que exista seguridad jurídica y que el inversor cuente con reglas claras para llevar adelante la actividad y así obtener los beneficios asociados a ella.

Las alternativas propuestas resultan consecuencia de: *i*) el estudio y análisis del derecho comparado del Reino de España y de los Estados Unidos de América que se describirán más adelante, y *ii*) la adaptación de tal análisis a la legislación argentina.

En § 6 justificaremos por qué consideramos que esta actividad debe ser regulada mediante una ley nacional y no mediante decretos o leyes provinciales. Particularmente argumentaremos por qué debe efectuarse una modificación a la Ley de Hidrocarburos que contemple la presente actividad.

Resulta importante destacar que este trabajo no contemplará técnicas ni redacciones legislativas sino propuestas jurídicas que –si bien conllevan un detallado estudio y análisis de la materia en cuestión– se encuentran descriptas de manera general a modo de que: *i*) puedan resultar de utilidad para ser debatidas; y *ii*) el resultado final de la regulación sea el más apto para las necesidades de la República Argentina en esta materia.

b) *EL PROBLEMA DE LA FALTA DE REGULACIÓN PARTICULAR DE LA ACTIVIDAD*. — El almacenamiento subterráneo de gas requiere de determinadas características para poder llevarse a cabo, entre ellas: *i*) la existencia de un yacimiento geológicamente apto; *ii*) que los aspectos económicos del proyecto particular resulten satisfactorios para efectuarlo, y *iii*) las vinculadas al marco jurídico.

El aspecto geológico –por el momento– no puede ser alterado por el hombre, por cuanto un yacimiento debe tener las características naturales que lo hacen apto para llevar adelante la actividad, que de lo contrario sería imposible. Por el contrario, los dos aspectos restantes –económicos y jurídicos–

dependen del “hacer humano”. Al día de la fecha no existe seguridad jurídica que otorgue previsibilidad legal –y por ende económica– a las inversiones de esta índole.

Sin perjuicio de que el almacenamiento subterráneo de gas pueda llevarse a cabo bajo la normativa vigente, veremos que esta no resulta suficiente para brindar un marco jurídico seguro al inversor, por cuanto existen vacíos legales y quedan afuera de su regulación diversos aspectos particulares de la actividad que requieren de un tratamiento específico. Por ello, no se conocen de manera previa las consecuencias jurídicas y económicas vinculadas con la inversión y por ende no se invierte.

c) *LA IMPORTANCIA DEL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO A PRECIOS BAJOS O DEL AUTOABASTECIMIENTO ENERGÉTICO. SU RELEVANCIA EN EL CONTEXTO ACTUAL.* — La energía es un elemento indispensable para el desarrollo de la sociedad en todos sus aspectos y los costos de su producción y abastecimiento afectan de manera directa y transversal a toda la economía. Es un insumo utilizado como bien de consumo final en los hogares –cocina, calefacción, electrodomésticos, entre otros– o bien en carácter de insumo en el transporte de carga de materiales y de pasajeros, en actividades comerciales e industriales.

A la hora de llevar adelante cualquier tipo de negocio, el “costo energético” es un elemento fundamental para saber si un negocio o industria podrá desarrollarse en determinado país. Por ejemplo, en las refinerías, los costos energéticos representan un porcentaje importante de las erogaciones, en promedio: “. . . alrededor del 40 % de los costos operativos totales. Es por ello por lo que gran parte de los esfuerzos de ahorro de costos se deben concentrar en estos aspectos”¹.

En consecuencia, resulta fundamental para la economía de un país tener asegurado el abastecimiento energético y que sus costos resulten bajos.

Entre 2003 y 2015 la producción de petróleo y gas había registrado caídas del 25 % y 15 % respectivamente, mientras que la demanda de gas natural crecía un 42 % y el consumo eléctrico un 55 %. En 2011 el país perdió el autoabastecimiento y se convirtió en un importador neto de energía. Entre 2006 y 2013, el superávit comercial energético de 6.100 millones de dólares anuales se transformó en un déficit de 6.900 millones. En 2019, tras el incremento de la producción de gas no convencional, la Argentina logró aumentar exponencialmente su producción y disminuir sus importaciones².

Debido a la crisis de 2020 relacionada con el COVID-19 y la caída de precios, el 17 % del gas que se consumió entre enero y agosto de 2020 provino del extranjero³. “Entre enero y agosto (de dicho año), la producción acumulada de gas en el país fue de 30.600 millones de metros cúbicos (MMm³). En el mismo periodo se importaron 5.300 MMm³, el 17 % del total de lo que se

¹ VERCESI (2012).

² SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA (2019).

³ NAVAZO (2020).

consumió, según datos de la Subsecretaría de Hidrocarburos, es decir que las compras de gas al extranjero representaron el 31,5 % de la producción de Neuquén, la provincia gasífera por excelencia⁴. La importación de gas de Bolivia en 2020 también fue a precios sumamente bajos, por cuanto el acuerdo con YPFB establece que el gas adicional se cobraría a razón de un plus de 80 centavos de dólar sobre el valor del gas natural licuado (GNL) importado por IEASA. Dicho valor descendió drásticamente⁵.

El abastecimiento a largo plazo a precios bajos –o el autoabastecimiento– y la disminución de las importaciones (que en general se concretan a precios altamente costosos) son los objetivos que el Estado debe alcanzar para lograr una política nacional energética estable. En este sentido Emilio Nadra, vicepresidente comercial de CGC, indicaba en junio de 2020: “La única forma de lograr un mercado de exportación es asegurar prioritariamente cómo se va a abastecer el mercado local. Hoy los contratos de exportación son interrumpibles, cuando lo que necesita la industria para crecer son contratos firmes. Tenemos que buscar formas creativas de poder suscribir esos contratos”⁶.

En este sentido, en noviembre de 2020, el “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema Oferta y demanda 2020-2024”, regulado mediante el decreto 892/2020 (en adelante, el Plan Gas 2020), prevé, para las empresas productoras participantes, “condiciones preferenciales de exportación en condición firme por hasta un volumen total de once millones de metros cúbicos (11.000.000 m³) por día, a ser comprometidos exclusivamente durante el período no invernal. Estas condiciones podrán ser utilizadas tanto para la exportación de gas natural por ductos como para su licuefacción en el país y posterior exportación como GNL”⁷.

Sin perjuicio de ello, las medidas adoptadas en el marco del Plan Gas medidas resultan positivas para la industria, pero los problemas relacionados con la estacionalidad, el desabastecimiento interno y los costos asociados a ello aún no han sido resueltos.

El almacenamiento subterráneo de gas en épocas de volúmenes excedentes resulta una herramienta útil para fomentar la producción interna (especialmente en períodos estivales), asegurar el abastecimiento interno y permitir exportaciones en firme.

d) *BENEFICIOS DE LA ACTIVIDAD.* — El almacenamiento subterráneo permite, entre otras cuestiones: *i)* optimizar la producción de gas natural al utilizar la capacidad ociosa que se dispone durante el periodo de verano –como consecuencia de la disminución de los requerimientos de la demanda–; *ii)* otorga previsibilidad y seguridad de abastecimiento a la demanda, evitando importaciones y promoviendo la producción nacional; *iii)* aumenta

⁴ NAVAZO (2020).

⁵ SIN AUTOR (2020a).

⁶ GANDINI (2020).

⁷ Artículo 4°, decreto 892/2020 (B.O. 16/11/2020).

la confiabilidad del servicio: disminuyendo los cortes por la baja presión en el abastecimiento, y *iv*) mejora el balance de cargas y optimiza los costos de capacidad de transporte y distribución.

En tal sentido se ha dicho que “El almacenamiento subterráneo de gas natural (ASGN) es utilizado en varios países como una herramienta para gestionar la estacionalidad de la demanda. Permite almacenar volúmenes muy superiores a los de almacenamientos en superficie”⁸.

El gas producido (y no demandado) se inyecta en el yacimiento durante la época de baja demanda y se extrae de él durante el invierno, cuando la demanda es mayor. De esta manera, se logra contrarrestar la variación estacional de la demanda de gas natural, mejorando la disponibilidad en épocas de alta demanda: “Esto implica un reaseguro para suministro de gas al sistema, maximizando el gas disponible en el invierno, y permite contratos comerciales más flexibles. Asimismo, la existencia del proyecto evita el cierre de pozos durante la época de baja demanda, evitando la pérdida de actividad y regalías asociada a dicho cierre”⁹.

“A los niveles actuales, la producción se restringe durante la mayor parte de los períodos estivales y es insuficiente durante la mayor parte del invierno. Como consecuencia, debe importarse Gas Natural Licuado y utilizarse combustibles líquidos, con precios que pueden duplican y hasta quintuplicar los del gas natural producido en el país”¹⁰.

“Por ese motivo, desde la compañía señalaron que el sistema también genera beneficios para las cuentas públicas: al permitir un incremento en la producción, maximiza el cobro de regalías por parte de las provincias; y al sustituir la importación de GNL y combustibles líquidos, genera ahorros económicos y en divisas para el Estado”¹¹.

Asimismo, conforme se describió con anterioridad, el presente mecanismo permite disminuir las importaciones y lograr el autoabastecimiento energético y, con el contexto adecuado, permitir exportaciones a largo plazo.

“Actualmente los ASGN (almacenamientos subterráneos de gas natural) tienen un papel fundamental para la explotación del recurso y el fortalecimiento de Vaca Muerta, lo que permitirá en el futuro el autoabastecimiento energético del país. Si el potencial de almacenamiento en Argentina se desarrolla en conjunto con la infraestructura de gasoductos requerida, se podrá sustituir las importaciones de GNL a la mitad de costo”¹².

e) *ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS EN YACIMIENTOS DEPLETADOS EXISTENTES EN ARGENTINA EN LA ACTUALIDAD*. — 1. *Diadema (2001)*. Diadema es el primer almacenamiento subterráneo de Argentina y Latinoamérica. Es “. . . el único

⁸ SIN AUTOR (2020c).

⁹ SIN AUTOR (2020b).

¹⁰ SIN AUTOR (2020c).

¹¹ SIN AUTOR (2020c).

¹² SIN AUTOR (2019).

operativo en América Latina, con un volumen de gas útil de 150 millones de m³ y una capacidad de entrega máxima de 1,5 millones de m³/día”, agregando que “se ubica a 40 km al Noroeste de Comodoro, y fue desarrollado y está operado por YPF desde el año 2001, en el marco de un contrato de alquiler del reservorio perteneciente a la firma CAPSA”¹³.

2. *CGC (2020)*. La Compañía General de Combustibles (CGC) posee en el yacimiento Río Chico, de Santa Cruz, el primer sistema de almacenamiento subterráneo de gas con destino comercial en la Cuenca Austral¹⁴. El proyecto del concesionario de Corporación América contempla una inversión de U\$S 50 millones¹⁵. La inyección de gas comenzó el 20 de enero de 2019 a través del pozo SRC-10, que fue perforado en septiembre de 2019. Al 31 de marzo de 2020 se llevan almacenados 10,5 MMm³ de gas natural¹⁶. Según indicó la empresa, el proyecto Sur Río Chico, en su fase de desarrollo, permitiría abastecer el pico estacional de consumo con excedentes de verano almacenados sin requerir importaciones ni restringir exportaciones¹⁷.

La autorización para realizar el almacenamiento subterráneo fue otorgada mediante el decreto 498/2020 de la Provincia de Santa Cruz, de fecha 8 de mayo de 2020, que formaliza la concesión “Santa Cruz II-Fracción ASGN” destinada al almacenamiento de gas¹⁸. El mencionado decreto ratifica la resolución 58, del directorio del Instituto de Energía de Santa Cruz, de fecha 16 de diciembre de 2019, que aprueba el acuerdo de almacenamiento subterráneo de gas natural suscripto el 6 de diciembre de 2019 entre el IESC y GGC. Tal como se indica en los estados financieros de dicha empresa, la actividad se enmarca bajo una concesión de explotación destinada al almacenamiento de gas y en un acuerdo entre la provincia y la empresa en cuestión.

§ 2. EL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL EN YACIMIENTOS DEPLETADOS

a) *DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA ACTIVIDAD*. — El almacenamiento subterráneo de gas consiste en utilizar yacimientos depletados, es decir, de los que ya fueron extraídos hidrocarburos y por ende se encuentran “vacíos”, acuíferos o cavernas salinas para luego efectuar un proceso de ingeniería a los fines de preparar el área y almacenar allí gas natural.

Sin perjuicio de que el presente trabajo contemplará la necesidad de que los tres tipos de almacenamientos (en yacimientos depletados, salinas y acuíferos) se encuentren regulados, ahondará únicamente en la descripción y análisis del almacenamiento subterráneo de hidrocarburos en yacimientos

¹³ SIN AUTOR (2019).

¹⁴ SIN AUTOR (2020c).

¹⁵ SIN AUTOR (2020c).

¹⁶ COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES (2020a) pp. 5 y 18.

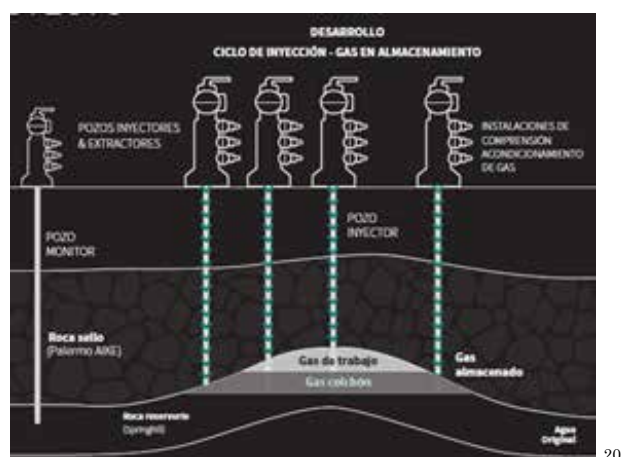
¹⁷ COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES (2020b).

¹⁸ COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES (2020a) pp. 5 y 18.

depletados. Lo anterior, por cuanto este método resulta el más utilizado a nivel global por ser el proceso menos costoso, ya que aprovecha la estructura ya existente –pozos y demás facilidades instaladas con anterioridad para la extracción de hidrocarburos–. Asimismo, en el almacenamiento subterráneo en yacimientos depletados se conocen de antemano las características geológicas del área por haber sido efectuados los estudios con anterioridad a fin de explorar y explotar hidrocarburos.

En relación con los usos del almacenamiento, RODRÍGUEZ indica: “Estos almacenamientos se utilizan con la intención de modular la producción frente a los aumentos de consumo, producidos por la demanda estacional. Es decir que aquellos volúmenes excedentes de la producción de gas que no pueden ser comercializados en verano, debido a la caída de la demanda, son guardados en depósitos próximos a los grandes centros de consumo (y gasoductos troncales), aprovechando de esta forma la capacidad libre del gasoducto”¹⁹.

El siguiente cuadro grafica de manera muy simple y básica un almacenamiento subterráneo de hidrocarburos en su etapa de desarrollo. La “roca reservorio” es el yacimiento depletado/vacío que se utiliza para almacenar el gas inyectado mediante el “pozo de inyección”.



Los espacios subterráneos para llevar adelante esta actividad suelen ubicarse a una profundidad de entre 500 y 2.000 metros. Los gases utilizados para este tipo de proyectos se distinguen entre los siguientes: *i) Gas de trabajo*: Cantidad total de gas disponible para producción; *ii) Gas colchón*: Cantidad total de gas –no disponible para producción– que sirve para mantener un mínimo de presión en el reservorio y debe considerarse entre las inversiones del proyecto; *iii) Gas total*: *Gas de trabajo* + *Gas colchón*; *iv) Capacidad*: Caudal de gas que puede entregar el proyecto. Asimismo se re-

¹⁹ RODRÍGUEZ (2020).

²⁰ COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES (2020c).

quieren ciertas instalaciones de compresión, procesamiento y medición sobre la superficie del área y se utilizan pozos de monitoreo a los efectos de verificar la posición del gas y la estanqueidad del yacimiento.

Durante la fase de almacenamiento, el gas se comprime y se inyecta en el yacimiento en estado gaseoso a través de una serie de pozos de producción. Luego, el gas se retira por efecto de su propia presión²¹.

La siguiente imagen muestra instalaciones relacionadas íntimamente con el almacenamiento subterráneo. En la República Argentina estos territorios pertenecerían a un privado o a territorios nacionales o provinciales, según el caso. Más adelante analizaremos su tratamiento.



Instalaciones de un almacenamiento de gas de Gazprom ubicadas en Jemgum (Alemania)²²

b) *DESCRIPCIÓN ECONÓMICA.* — “La inversión para efectuar el almacenamiento subterráneo dependerá necesariamente de las características del proyecto en particular. A modo ejemplificativo, una inversión podrá resultar alta en los casos en los que se requiera: compresión de alta presión y perforación de nuevos pozos y/o de mayor profundidad, entre otras cuestiones. Una inversión alta podría rondar, a modo ejemplificativo, entre los 130-140 millones de dólares. Por el contrario, podría darse el caso de que la inversión requerida resulte menor por las circunstancias del proyecto en particular, tales como que se requieran únicamente pozos someros²³, se pueda utilizar infraestructura pre-existente para la compresión, entre otras cuestiones que podrían disminuir los costos del proyecto”, comenta Santiago Gilligan, ingeniero de Tecpetrol S.A.²⁴.

²¹ GEOSTOCK ENTERPOSE (s/f).

²² GAZPROM (s/f).

²³ De poca profundidad.

²⁴ GILLIGAN (2020).

“Un factor fundamental a tener en cuenta a la hora de analizar la factibilidad del proyecto que exista una diferencia de precio entre el verano –meses en los que la demanda de energía suele ser más baja– y el invierno –meses en los que la demanda de energía suele ser mayor–. Esa diferencia de precios es vital para la inversión por cuanto es un factor clave para su repago”.

En este sentido, el Plan Gas –régimen de fomento para promover la producción de gas natural entre 2020 y 2024– resulta sumamente beneficioso por cuanto prevé diferentes precios según las estacionalidades, generando un diferencial de precio.

En relación con los usos que se le da en el mundo al almacenamiento, Rusia y el norte de África han desarrollado este tipo de proyectos con el objetivo de garantizar la seguridad de abastecimiento y Estados Unidos, por el contrario, los desarrolla porque posee un diferencial de precio entre verano e invierno.

En el mismo sentido, Pablo Rueda indica: “Estos negocios dependen de la política macroeconómica vigente. Si tenés un régimen de control de precios de la energía, hay que olvidarse, porque el almacenaje subterráneo es un negocio de arbitraje entre precios bajos del gas en verano y precios altos en el invierno. Es un negocio en la medida que haya competencia natural en el mercado mayorista”²⁵.

Por último, una característica fundamental de este tipo de inversión es que requiere necesariamente un horizonte de largo plazo para su recobro: entre 10 a 36 años aproximadamente. Por tal motivo, tal como se detallará más adelante, este será un factor que deberá garantizarse legalmente para otorgar seguridad jurídica a la inversión.

§ 3. EL MARCO NORMATIVO QUE REGULA LA ACTIVIDAD RESULTA INSUFICIENTE PARA DAR SEGURIDAD JURÍDICA A LAS INVERSIONES

Tal como adelantamos, al día de la fecha no existe en la República Argentina legislación específica que regule el almacenamiento subterráneo de gas bajo alguna de sus tres modalidades.

A continuación describiremos la legislación existente en la materia a los fines de demostrar que diversos aspectos no se encuentran regulados y que se requiere de tal regulación para que la actividad y las inversiones asociadas resulten viables.

a) *LEY 17319 DE HIDROCARBUROS*. — La Ley de Hidrocarburos regula la materia en cuestión de manera amplia y genérica en los artículos relacionados a: *i*) la concesión de explotación; *ii*) las inversiones, y *iii*) la concesión de transporte. A continuación describiremos cada uno de dichos artículos y resaltaremos sus falencias legislativas.

²⁵ NAVAJO (2020).

1. *Concesión de explotación.* En el marco de la concesión de explotación el artículo 30 de la Ley de Hidrocarburos autoriza –dentro y fuera del área objeto de concesión– aunque sin perturbar las actividades de otros permisionarios o concesionarios, a construir y operar plantas de tratamiento y refinación, sistemas de comunicaciones y de transportes generales o especiales para hidrocarburos, edificios, depósitos, campamentos, muelles, embarcaderos y, en general, cualesquiera otras obras y operaciones necesarias para el desarrollo de sus actividades. Todo lo anteriormente autorizado deberá ser efectuado con arreglo a lo dispuesto por esta y otras leyes, decretos y reglamentaciones nacionales o locales de aplicación al caso²⁶.

Dicho artículo permite –en el marco de una concesión de explotación– construir y operar obras “necesarias para el desarrollo de la actividad”. En consecuencia, deja librado a la interpretación si el almacenamiento subterráneo resulta una actividad necesaria o no para “el desarrollo de la actividad”.

Tampoco queda claro qué se entiende por “perturbar las actividades de otros permisionarios o concesionarios” aplicado a la actividad. ¿Podría interpretarse que se refiere a que si un permisionario o concesionario permite que se lleve a cabo el almacenamiento sobre el área de su permiso o concesión éste pueda efectuarse por niveles de profundidad que se encuentren debajo de la superficie en que tal permisionario o concesionario lleva adelante su actividad de exploración o explotación? ¿Podrían convivir ambas actividades sobre una misma superficie en distintas profundidades?

2. *Inversiones.* Por su parte el artículo 31 de la Ley de Hidrocarburos establece: “Todo concesionario de explotación está obligado a efectuar, dentro de plazos razonables, las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, con arreglo de las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una convenientes conservación e las reservas”.

Como se desprende del artículo, la ley establece que todo concesionario debe asegurar la máxima producción de hidrocarburos “compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento”. En consecuencia, si un concesionario posee la concesión sobre un área hidrocarburífera en la cual

²⁶ Art. 30: “La concesión de explotación autoriza a realizar dentro de los límites especificados en el respectivo título, los trabajos de búsqueda y extracción de hidrocarburos conforme a las más racionales y eficientes técnicas; y dentro y fuera de tales límites, aunque sin perturbar las actividades de otros permisionarios o concesionarios, autoriza asimismo a construir y operar plantas de tratamiento y refinación, sistemas de comunicaciones y de transportes generales o especiales para hidrocarburos, edificios, depósitos, campamentos, muelles, embarcaderos y, en general, cualesquiera otras obras y operaciones necesarias para el desarrollo de sus actividades. Todo lo anteriormente autorizado lo será con arreglo a lo dispuesto por esta y otras leyes, decretos y reglamentaciones nacionales o locales de aplicación al caso”.

podría ser factible llevar adelante el almacenamiento, ¿debería hacerlo necesariamente invirtiendo a su vez en actividades hidrocarburíferas por cuanto podría interpretarse que bajo el mencionado artículo las inversiones deben ser a los fines de asegurar la máxima producción de hidrocarburos posible? ¿Podría interpretarse que el concesionario se encuentra incumpliendo dicho artículo si las únicas inversiones efectuadas son a los fines del almacenamiento subterráneo de gas? Si un área hidrocarburífera o porción de ella no resulta apta para la extracción de hidrocarburos pero sí para el almacenamiento subterráneo, ¿podría interpretarse que en ese caso sí cumpliría con la norma por cuanto sería “compatible para la explotación adecuada y económica del yacimiento” o bien que no podría efectuar la actividad por cuanto no estaría asegurando la máxima producción de hidrocarburos?

Las dudas planteadas en el párrafo anterior demuestran una vez más la ambigüedad de la norma para las inversiones relacionadas con la actividad bajo análisis.

3. *Concesión de transporte.* El artículo 39 de la Ley de Hidrocarburos establece que “La concesión de transporte confiere, durante los plazos que fija el artículo 41, el derecho de trasladar hidrocarburos y sus derivados por medios que requieran instalaciones permanentes, pudiéndose construir y operar a tal efecto oleoductos, gasoductos, poliductos, *plantas de almacenaje y de bombeo o compresión*; obras portuarias, viales y férreas; infraestructuras de aeronavegación y *demás instalaciones y accesorios necesarios para el buen funcionamiento del sistema con sujeción a la legislación general y normas técnicas vigentes*” (el destacado me pertenece).

Según lo indicado por dicho artículo el tener una concesión de transporte otorga el derecho a efectuar plantas de almacenaje –sin detallar si son o no subterráneas– y demás instalaciones accesorias.

Bajo este supuesto sólo quien posee la concesión de transporte podría realizar el almacenamiento. Tampoco resuelve el problema de los plazos asociados a dicha actividad.

El presente artículo aclara que, de efectuar el almacenamiento, este debe sujetarse a la legislación general y normas técnicas vigentes.

4. *Plazos.* Bajo cualquiera de los esquemas detallados con anterioridad (concesión de explotación o de transporte) la actividad del almacenamiento quedaría ligada a los plazos de dichas concesiones.

En consecuencia, si al concesionario le restan pocos años para finalizar los plazos de su concesión, no podría llevar adelante la inversión necesaria porque no contaría con los plazos para su recobro. En esta línea, podría darse el caso de que una empresa no tenga intención de renovar su concesión de explotación pero por el contrario quiera continuar con el almacenamiento subterráneo iniciado en el marco de su concesión. Bajo el esquema actual no podría la provincia permitir que una empresa restituya el remanente del área y otorgarle un plazo diferente para continuar con la actividad de alma-

cenamiento por cuanto, conforme se detalló con anterioridad, las inversiones deben efectuarse “. . . asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento . . .” y no con fines exclusivamente de almacenamiento.

Este punto es de particular relevancia, porque bajo la normativa actual existe una notoria contradicción, ya que el almacenaje subterráneo se practica en yacimientos depletados (“vacíos de hidrocarburos”, no aptos para la producción) y por ello resulta imposible que las inversiones tengan por finalidad asegurar “la máxima producción de hidrocarburos”. Lo anterior justifica la necesidad de que obtengan un plazo diferente al necesario a los fines extractivos.

Como ya lo mencionamos, este tipo de proyectos requiere un horizonte de largo plazo y este debe ser otorgado por una normativa que se lo garantice sin incumplir con la Ley de Hidrocarburos.

5. *Erogaciones.* Tal como se mencionó en la introducción, resulta fundamental para cualquier tipo de negocios conocer de antemano los aspectos económicos y las ganancias que se obtendrán tras la ejecución de aquel.

En relación con el almacenamiento, el inversor requerirá conocer de antemano qué impuestos tendrá que abonar y tener la seguridad jurídica y fiscal de que las condiciones no cambiarán una vez efectuada la inversión. Por su parte, la autoridad de aplicación deberá tener en claro qué ingresos obtendrá de la actividad efectuada bajo su dominio y jurisdicción. Considero fundamental que todos los actores “ganen” y que esa ganancia resulte previsible, clara y regulada.

Tal como indica Pablo Rueda, en el presente negocio, “como todo nuevo negocio, la clave pasará por la disputa por la renta”²⁷.

Bajo la normativa existente, como se describirá a continuación, no queda claro qué impuestos se deberán pagar a las provincias en las cuales se efectúe tal actividad.

1. *Regalías.* La Ley de Hidrocarburos²⁸ y su decreto reglamentario 1671/1969 establecen que el concesionario de explotación pagará mensualmente en concepto de regalía el 12 % sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en “boca de pozo” y el modo como debe efectuarse su liquidación mensual.

El artículo 61 de dicha ley²⁹ establece que el valor “boca de pozo”, a los efectos del pago en efectivo de la regalía, se efectuará conforme al valor del

²⁷ NAVAJO (2020).

²⁸ Artículos 59 a 62 de la ley 17319 y la ley 27007.

²⁹ Ley 17319, art. 61: “El pago en efectivo de la regalía se efectuará conforme al valor del petróleo crudo en boca de pozo, el que será declarado mensualmente por el permisionario y/o concesionario, restando del fijado según las normas establecidas en el inciso c, apartado I del artículo 56, el flete del producto hasta el lugar que se haya tomado como base para fijar su valor comercial. Cuando la autoridad de aplicación considere que el precio de venta informado por el permisionario y/o concesionario no refleja el precio real de mercado, deberá formular las objeciones que considere pertinente”.

petróleo crudo declarado mensualmente por el permisionario y/o concesionario, restando los valores autorizados por la norma. En dichos valores se encuentra el descuento correspondiente a los gastos del flete del producto hasta el lugar que se haya tomado como base para fijar su valor comercial.

Volvamos a suponer que la infraestructura de almacenamiento de gas se encuentra en una provincia diferente el que fue extraído: ¿Cómo demuestra el concesionario de dónde proviene el gas de su almacenaje y que ese gas ya ha pagado regalías? ¿Podría la provincia en la cual se encuentra dicha estructura reclamar el pago de regalías aunque el gas no haya sido extraído allí? ¿Podría tal provincia indicar que al salir del yacimiento depletado existe una “extracción” y que por ende debe volver a pagarse regalías? Bajo la normativa actual ¿qué garantías tiene el inversor de no pagar dos veces regalías? ¿Qué gana la provincia que otorga sus recursos naturales sin recibir una bonificación o renta asociada a su uso?

Para el caso del gas extraído para ser utilizado como “gas colchón” en el almacenamiento subterráneo de hidrocarburos: ¿Debe pagar igual regalía que el gas utilizado para consumo o debería pagar un monto reducido? De ser así ¿cuál y cómo se computa? ¿Qué descuentos deben aplicarse? En relación a los descuentos: si el gas es transportado luego de ser almacenado ¿pueden efectuarse los descuentos con posterioridad?

Estos interrogantes son algunos de los que consideramos que existen bajo la legislación vigente. Más adelante propondremos soluciones.

II. *Canon*. Respecto del canon, la regulación vigente no determina un canon particular para el almacenamiento subterráneo de hidrocarburos. El artículo 48 bis de la Ley de Hidrocarburos establece el canon aplicable a las actividades complementarias de explotación convencional y no convencional de hidrocarburos. Por su parte el decreto 771/2020 fija los valores máximos que podrán cobrarse y permite al Poder Ejecutivo promover descuentos sobre los valores determinados en los artículos 1 y 2 por las razones de estímulo que se consideren necesarias.

En los casos en los que el gas almacenado provenga de otras provincias –y por ende la provincia en donde se efectúa la actividad no cobre regalías–, es muy probable que esta requiera al inversor rentas relacionadas con el uso de sus recursos naturales. Actualmente, ese pedido por parte de la provincia queda librado a la negociación entre el concesionario y la provincia. Como consecuencia de ello, el siguiente actor que requiera llevar adelante la actividad en la misma provincia, se verá “afectado” por lo que dicho concesionario haya negociado con anterioridad. Este posible proceder no otorga previsibilidad al negocio y deja la actividad librada a lo acordado en los casos particulares con la provincia. Lo anterior se detalla bajo el presente apartado, porque entendemos que podría ser un “canon” lo que requiera la provincia a modo de rentas. La solución la propondremos más adelante.

b) *LEY 24076 Y SU DECRETO REGLAMENTARIO*. — La ley 24076³⁰ regula el “transporte y distribución del gas natural que constituyen un servicio público nacional”. Sin embargo, la producción, captación y tratamiento se rigen por la Ley de Hidrocarburos. En consecuencia, entendemos que el almacenamiento subterráneo de gas, en el marco de una concesión otorgada por la provincia, excede del ámbito de aplicación del Ente Nacional Regulador del Gas (ENaRGas) en todo aquello que no se relacione específicamente con el transporte y distribución.

A pesar de ello, tanto la ley 24076 como su decreto reglamentario hacen referencia específica al almacenamiento subterráneo y regulan ciertos aspectos de esta actividad. El artículo 1° del decreto reglamentario 1738/1992 de la ley 24076 define al almacenaje como “la actividad de mantener gas natural en instalaciones, subterráneas o no, durante un período de tiempo, e incluye la inyección, depósito y retiro del gas natural y, en su caso, la licuefacción y regasificación del gas natural”. Por su parte el artículo 34, inciso 5 habilita a los transportistas y distribuidoras a prestar servicios de almacenaje por cuenta propia o de terceros, siempre que mantenga contabilidad separada o mediante sociedades controladas según lo disponga el ENaRGas.

Entendemos que el almacenaje regulado por este marco se aplica en forma limitada al que eventualmente se preste como actividad asociada a los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural, en instalaciones construidas para tales fines.

En forma adicional a la limitación mencionada anteriormente, entendemos que esta actividad incluye yacimientos provinciales, respecto de los cuales las respectivas provincias revestirían el carácter de autoridad concedente. En consecuencia, un esquema regulado bajo la ley 24076 con el ENaRGas como autoridad de aplicación (y eventualmente autoridad concedente) plantearía serios problemas de competencia y objeciones sobre las actividades de almacenamiento llevadas adelante en yacimientos ubicados en territorio provincial.

Por último, aun bajo un eventual encuadre de esta actividad sobre la base de lo dispuesto por la ley 24076, debe tenerse presente que la eventual extracción del gas natural almacenado podría ser considerada por las respectivas provincias como actividad extractiva y de este modo podrían plantear el cobro de regalías por él, como consecuencia de no haber participado dicha autoridad local en el proceso de autorización de la actividad respectiva, suscitándose la posibilidad de pretensiones simultáneas de aplicación del régimen de la ley 17319 a la actividad de extracción.

En miras de lo anterior, consideramos que la regulación mencionada bajo el presente apartado resulta aplicable únicamente cuando el almacenamiento ocurra en territorio nacional. Asimismo, entendemos que la normativa del ENaRGas se aplicaría siempre en lo que respecta a autorizaciones sobre los aspectos técnicos y de seguridad en la conexión del almacenaje y del sistema de transporte relacionado.

³⁰ B.O. 12/6/1992.

1. *Resolución 258/2018 del ENaRGas*. La resolución 258/2018 del ENaRGas crea la “Gerencia de Almacenaje y abastecimiento”, la cual tiene por objetivo “planificar y gestionar las actividades *de control técnico y operativo de las instalaciones* destinadas al almacenaje de gas natural” (el destacado me pertenece).

Sin perjuicio de lo anterior y sin ahondar en el tema –por cuanto excede al objeto del presente trabajo–, consideramos que la presente resolución prevé facultades que excederían el ámbito de aplicación del ENaRGas³¹.

2. *Autorizaciones administrativas requeridas bajo la legislación vigente*. El desarrollo del proyecto requeriría:

a) las autorizaciones ambientales requeridas por la autoridad de aplicación correspondiente (ej. evaluación de impacto ambiental, entre otros). Asimismo deberá llevarse adelante una audiencia pública³² que incluya la presentación del proyecto. Los resultados de tal audiencia no resultan vinculantes; y

b) de corresponder, las autorizaciones correspondientes y requisitos exigidos por el ENaRGas únicamente en materia de seguridad de las instalaciones y de la conexión a los sistemas de transporte nacional.

Tal como quedó demostrado en el presente apartado, el almacenamiento subterráneo de gas en yacimientos depletados se encuentra contemplado, pero no regulado en la normativa actual. En consecuencia, la falta de regulación particular de la actividad, los vacíos legales asociados a ello y la falta de seguridad jurídica dificultan altamente cualquier tipo inversión a tales efectos.

Asimismo, coloca al inversor que decida efectuar la actividad bajo la normativa vigente al día de la fecha, en una posición en la que podría en-

³¹ Anexo I: “1. Promover y participar en la generación y actualización de normas, especificaciones, reglamentos y resoluciones técnicas, relacionadas con la actividad de almacenaje, los sistemas de almacenamiento y el rol de los almacenadores; 2. Controlar el cumplimiento de la normativa aplicable a las actividades técnicas, operativas y de mantenimiento de los sistemas de almacenamiento de gas natural, tanto en su fase gaseosa como líquida, en instalaciones subterráneas o no, incluyendo los sistemas de licuefacción y regasificación, conforme la normativa vigente; 3. Coordinar y controlar, los procesos de autorización de los proyectos de construcción y obras de ampliación de los sistemas de almacenamiento, así como los procesos de autorización para el funcionamiento de las instalaciones; 4. Controlar y evaluar el desempeño de los titulares de instalaciones de almacenamiento, a los fines de asegurar el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los términos de sus habilitaciones y demás disposiciones generales o particulares que establezca en el Ente Nacional Regulador del Gas . . .”.

³² El artículo 3° del Reglamento General de Audiencias Públicas para el Poder Ejecutivo Nacional aprobado en el decreto 1172/2003 (B.O. 4/12/2003) expresa que “la Audiencia Pública constituye una instancia de participación en el proceso de toma de decisiones, en la cual la autoridad responsable habilita a la ciudadanía un espacio institucional para que todo aquel que pueda verse afectado o tenga un interés particular o general, exprese su opinión”. Por su parte, el artículo 4° establece que la finalidad de la audiencia pública es permitir y promover una efectiva participación ciudadana y confrontar de forma transparente y pública las distintas opiniones, propuestas, experiencias, conocimientos e informaciones existentes sobre las cuestiones puestas en consulta.

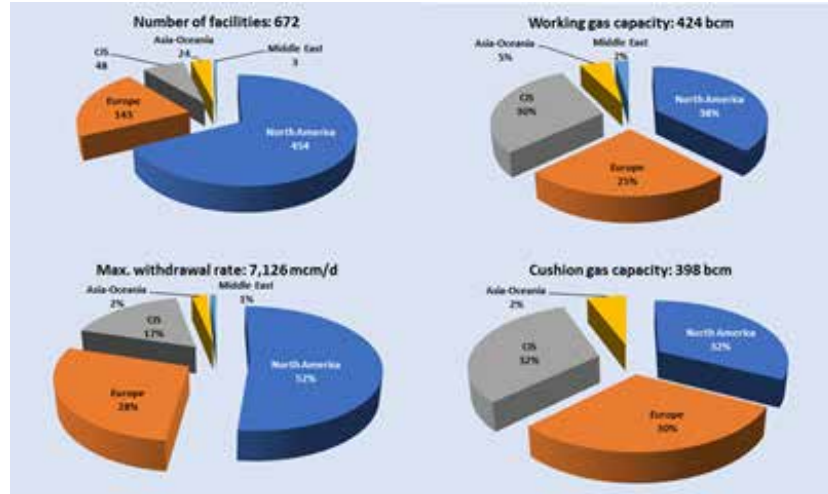
contrarse incumpliendo con la norma, según cómo esta sea interpretada bajo las diversas interpretaciones planteadas en el presente apartado.

§ 4. EL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO EN EL MUNDO. DERECHO COMPARADO

En el mundo existen aproximadamente 696 proyectos de almacenamiento en operación; 72 % son en yacimientos de gas depletados -por las ventajas anteriormente mencionadas de esta modalidad-, 16 % en cavernas de sal y el resto en acuíferos.

El almacenamiento subterráneo de gas se ha desarrollado principalmente en cinco regiones: América del Norte, Europa, la CEI, Asia-Oceanía y, recientemente, Oriente Medio (Irán). América del Norte concentra más de dos tercios de los sitios, con 392 almacenamientos activos en los Estados Unidos y 62 en Canadá, una capacidad de trabajo combinada de 160 bcm (38% del total mundial) y 3.697 mcm/d de tasa máxima de extracción (52 % del total mundial). Hay 143 instalaciones en Europa (107,5 bcm, 1.999 mcm/d), 48 en la CEI (125,1 bcm, 1.201 mcm/d), 23 en Asia-Oceanía (21,8 bcm, 168 mcm/d) y 3 en el centro este (9,9 bcm, 61 mcm/d)³³.

A continuación se observa un gráfico con el almacenamiento subterráneo en el mundo, según las regiones, al año 2016:



34

La dependencia de los países europeos del gas natural está aumentando y la demanda de infraestructura de almacenamiento para asegurar la disponibilidad en cualquier temporada también. Ucrania tiene las mayores insta-

³³ CEDIGAZ (2016).

³⁴ MORDOR INTELLIGENCE (s/f).

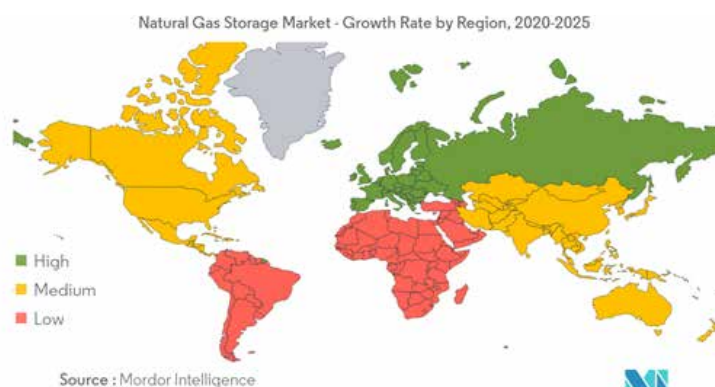
laciones de almacenamiento de gas natural de la región. También se espera que Alemania, Francia e Italia almacenen hasta un tercio de su demanda anual de gas natural, impulsando así el mercado³⁵.

“En 2018, Europa tiene 113 mil millones de metros cúbicos de capacidad de almacenamiento subterráneo y la capacidad total de almacenamiento representa el 21 % del consumo anual de gas en Europa. En los próximos años, es probable que el almacenamiento de gas sea un servicio de respaldo para la generación de electricidad, reforzando el mercado (. . .)”.

”En 2019, la Unión Europea enumeró 32 nuevas instalaciones de gas valoradas en más de 60 mil millones de euros, incluidas las instalaciones de almacenamiento de gas natural, para varios usuarios finales, como el sector comercial e industrial”³⁶.

Con la desregulación y liberalización de la industria del gas natural en la región de la Comisión Económica para Europa de las Naciones Unidas (UNECE), la industria del gas natural depende del aumento del almacenamiento subterráneo de gas natural. Además, se han desarrollado nuevos servicios y se han diseñado nuevos roles, tal como los *swaps* de almacenamiento de gas subterráneo y transformación de las instalaciones de almacenamiento en el centro de las operaciones. De hecho, el almacenamiento ha contribuido considerablemente a la integración de los mercados de gas en la región de UNECE con el desarrollo de instalaciones que satisfacen las necesidades regionales y ha convertido un conjunto de mercados nacionales en un verdadero sistema regional o incluso, como en el caso del europeo, en una industria europea. Además, el considerable descenso de las tarifas de transporte en Europa también reforzó la tendencia de un alcance cada vez mayor de las instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas³⁷.

En el gráfico que se muestra a continuación se describe la expectativa de crecimiento de esta actividad en el mundo:



Fuente: MORDOR INTELLIGENCE (s/f).

³⁵ MORDOR INTELLIGENCE (s/f).

³⁶ MORDOR INTELLIGENCE (s/f).

³⁷ UNITED NATIONS ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE (UNECE) (2013). La traducción me pertenece.

DERECHO COMPARADO. ASPECTOS POR CONSIDERAR. — En el presente capítulo describiremos cómo se regula el almacenamiento subterráneo de gas en dos países que poseen un sistema de dominio diferente³⁸ —Reino de España y Estados Unidos de América— a los fines de dar a conocer cómo se abarca el tratamiento legal de esta actividad y qué aspectos pueden resultar útiles para incorporar en la regulación argentina de la materia.

Describiremos la legislación del Reino de España, por cuanto consideramos que posee soluciones efectivas a gran parte de los problemas planteados en el presente trabajo. Asimismo, hemos seleccionado a los Estados Unidos de América para describir de qué manera se desarrolla y legisla esta actividad, por cuanto es uno de los países que instalaciones de este tipo posee a nivel mundial.

A modo de ahondar en ellas si resulta necesario, se presentará un cuadro que incluye las normas mediante las cuales se regula el almacenamiento subterráneo en ciertos países de Europa.

Por último, mencionaremos brevemente la propuesta de reglamentación de la presente actividad que actualmente se presenta en México.

1. *Reino de España. I. Marco jurídico.* En el Reino de España el almacenamiento subterráneo de hidrocarburos se encuentra regulado en el marco de la Ley 34/1998 (Ley de Hidrocarburos, en adelante, la Ley). Esta ha sido modificada en 2005 y en tal adenda se ha incluido, entre otras cuestiones, una regulación particular a la actividad bajo análisis.

En la exposición de motivos que la introduce dicha ley se indica: “(. . .) Tanto los almacenamientos subterráneos como la figura del operador son novedades que se incorporan a nuestro ordenamiento a partir de la observación de la realidad. Los almacenamientos subterráneos, carentes de regulación, constituyen un núcleo fundamental tanto de la seguridad del sistema de gas natural como de otros tipos de hidrocarburos (. . .)”.

II. *Permiso de exploración que involucra ambas actividades (explotación y almacenamiento).* Resulta importante destacar que el permiso de exploración bajo la Ley española abarca la posibilidad de estudiar un área tanto para los fines extractivos como de almacenamiento. En consecuencia, el permiso otorgado es el mismo.

Lo anterior resulta importante a la hora de analizar la conveniencia de incluir ambos estudios en un mismo permiso o bien otorgar dos permisos diferentes: un “permiso de explotación” y otro para el almacenamiento.

³⁸ España posee un sistema de dominio “regalista”, en el cual el dominio eminente pertenece al estado nacional o provincial pero los particulares tienen el dominio civil del crudo. En este tipo de sistemas se distingue la propiedad del suelo de la propiedad de los hidrocarburos. Estados Unidos, por el contrario, posee un sistema de dominio de accesión en el cual los hidrocarburos forman parte o resultan una “acesión” al dominio principal. En consecuencia, el dominio comprende toda su profundidad y su altura (“desde el cielo hasta el centro de la tierra”).

A mi modo de ver la alternativa española una solución adecuada por cuanto otorga al concesionario la posibilidad de invertir en exploración (estudios de geología, entre otros necesarios) para estudiar el área en todos los aspectos posibles amortizando así los gastos y siendo eficientes con el tiempo y el dinero invertido a tal efecto.

Particularmente el artículo 9, punto 2 de la Ley, indica: “El permiso de investigación faculta a su titular para investigar, en exclusiva, en la superficie otorgada la existencia de hidrocarburos y de almacenamientos subterráneos para los mismos, en las condiciones establecidas en la normativa vigente y en el plan de investigación previamente aprobado. El otorgamiento de un permiso de investigación confiere al titular el derecho, en exclusiva, a obtener concesiones de explotación, en cualquier momento del plazo de vigencia del permiso, sobre la misma área”.

Tal como se detalló, contempla también el derecho de preferencia para solicitar las respectivas concesiones.

III. *Derechos del concesionario.* El artículo 24 bis³⁹, por su parte, establece cuáles son los derechos de los titulares de las concesiones de explotación de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos. Es importante destacar que aclara que el almacenamiento podrá ser tanto de producción propia como de propiedad de terceros. En consecuencia permite al concesionario almacenar gas de terceros.

Asimismo, dicho artículo prevé la posibilidad de que, en caso que resulte necesario a los fines del almacenamiento, por razones técnicas, los titulares puedan proceder a la extracción de los hidrocarburos existentes. Considero que nuestra normativa también debería contemplar ese permiso a modo de que no se entienda que se están efectuando actividades extractivas cuando estas forman parte de la actividad propia del almacenamiento.

IV. *Adaptación de concesión de exploración a concesión de almacenamiento.* El artículo 29 bis establece que la posibilidad de adaptar una concesión de explotación a una de almacenamiento subterráneo⁴⁰. Asimismo, indica que se establecerán las tarifas máximas que los concesionarios podrán percibir para almacenar gas natural perteneciente a terceros.

³⁹ Art. 24 bis de la Ley 34/1998 del Reino de España: “1. Los titulares de una concesión de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos tendrán derecho a almacenar hidrocarburos de producción propia o propiedad de terceros en el subsuelo del área otorgada y se otorgará por un período de treinta años, prorrogable por dos períodos sucesivos de diez años. Asimismo, podrán realizar actividades de investigación de dichos almacenamientos. 2. Si por razones técnicas se requiere la extracción de hidrocarburos existentes en la estructura subterránea objeto de la concesión de almacenamiento subterráneo, los titulares de la misma podrán proceder a la extracción de los hidrocarburos de acuerdo con las condiciones establecidas en el otorgamiento de la concesión”.

⁴⁰ Artículo 29 bis: “*Adaptación de concesiones de explotación.* Reglamentariamente se establecerá el procedimiento de adaptación de una concesión de explotación de recursos naturales o de una concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos a una concesión de explotación de almacenamiento subterráneo”.

v. *Plazos*. La Ley establece un plazo de 25/35 años –según sean consecuencia de permisos de exploración o concesiones de explotación convencionales o no convencionales–, prorrogables por 10 años más en las condiciones que se establezcan al otorgarse la prórroga y siempre que el concesionario haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes de la concesión⁴¹. Asimismo establece que las solicitudes de prórroga deberán presentarse con una antelación no menor de seis meses al vencimiento de la concesión.

2. *Estados Unidos de América*. En los Estados Unidos de América cada estado regula el almacenamiento subterráneo de hidrocarburos a menos que se trate de una instalación que sea interestatal. En tal caso la actividad será regulada por la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC - *Federal Energy Regulatory Commission*)⁴².

En relación con la posibilidad de almacenar gas de terceros, el EIA indica que “Los operadores o dueños de la instalación no son necesariamente los dueños del gas almacenado. De hecho la mayoría del gas ubicado en los almacenamientos subterráneos posee un contrato de alquiler con los transportistas, distribuidoras locales o usuarios finales que son dueños del gas. El tipo de entidad que posea/opere los yacimientos determinará, en cierto punto, el tipo de uso que se le dé a dicho yacimiento. Por ejemplo, las empresas transportistas interestatales dependen en gran medida del almacenamiento subterráneo para facilitar el equilibrio de carga y la gestión del suministro del sistema en sus líneas de transmisión de largo recorrido. Las regulaciones de la Comisión Federal de Energía permiten a dichos transportistas reservar una parte de su capacidad de almacenamiento para este propósito. No obstante, la mayor parte de su capacidad de almacenamiento se alquila a otros participantes de la industria. Las empresas transportistas interestatales también utilizan la capacidad de almacenamiento y los inventarios para fines similares, además de atender a los clientes”⁴³.

⁴¹ Art. 9: “En el caso de los almacenajes que sean consecuencia de permisos de exploración o concesiones de explotación convencionales, las concesiones de almacenaje tendrán una vigencia de 25 años a contar desde la fecha que las otorgue. La autoridad concedente podrá prorrogarla por 10 años más en las condiciones que se establezcan al otorgarse la prórroga y siempre que el concesionario haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes de la concesión.

”En el caso de los almacenajes que sean consecuencia de permisos de exploración o concesiones de explotación no convencionales, las concesiones de almacenaje tendrán una vigencia de 35 años a contar desde la fecha que las otorgue. La autoridad concedente podrá prorrogarla por 10 años más en las condiciones que se establezcan al otorgarse la prórroga y siempre que el concesionario haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes de la concesión. Las solicitudes de prórroga deberán presentarse con una antelación no menor de seis meses al vencimiento de la concesión”.

⁴² U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA) (2015). La traducción me pertenece.

⁴³ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA) (2015).

En cuanto a los usos que se le da al almacenamiento, indica que “Las compañías distribuidoras locales solían utilizar el almacenamiento subterráneo exclusivamente para atender las necesidades de sus clientes. Sin embargo, algunos han aprovechado las oportunidades de ingresos adicionales disponibles con la desregulación del almacenamiento subterráneo (“Acceso abierto” a la capacidad de almacenamiento). Estas compañías, que suelen coincidir con las que poseen los grandes sistemas de distribución y una serie de instalaciones de almacenamiento, han podido arrendar una parte de su capacidad de almacenamiento a terceros (a menudo comercializadores) sin dejar de cumplir plenamente con sus obligaciones a los clientes principales. Estos arreglos están sujetos a la aprobación de los respectivos reguladores estatales”⁴⁴.

3. *Regulación del gas natural y el almacenamiento subterráneo en ciertos países de Europa.* A continuación se detalla la regulación del gas en ciertos países del continente europeo. Ello a los fines de identificar la normativa en caso de que se requiera analizar casos adicionales a los indicados en los puntos anteriores.

<i>País</i>	<i>Legislación europea</i>	<i>Legislación nacional</i>	<i>Regulación del almacenamiento subterráneo en particular</i>
<i>Austria</i>	<p>Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.</p> <p>Reglamento 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas (en adelante, Reglamento 715/2009).</p>	Ley Federal que regula el gas natural. (<i>Gaswirtschaftsgesetz</i>) [Natural Gas Act] 2011.	Directiva 2009/73/CE. Reglamento 715/2009.
<i>República Checa</i>	Directiva 2009/73/CE.	Public Notice No 349/2015 Coll, on the Gas Market Rules - Amended 2019.	

⁴⁴ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA) (2015).

Alemania	Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el cual deroga el Reglamento (UE) 994/2010. Reglamento 715/2009.	<i>Energiewirtschaftsgesetz</i> (Ley de la Energía). Ordenanza de acceso a las redes de suministro de gas.	
Finlandia	Directiva 2009/73/CE. Sin embargo Finlandia tiene excepciones (no se le aplican los arts. 4, 9, 37 y/o 38) hasta que cualquiera de estos Estados miembros se conecte directamente a la red interconectada de cualquier estado miembro que no sea Estonia, Letonia, Lituania y/o Finlandia.	Ley 508/2000 del Mercado de Gas.	No posee regulación específica.
Hungría	Directiva 2009/73/CE. Reglamento 715/2009.	Ley N° XL del 2008 en relación al suministro de Gas Natural y Decreto Reglamentario N° 19 de 2009 (L.30). Decreto Gubernamental 265/2009, relativo a las restricciones de suministro en el uso del almacenamiento estratégico y relativo a los asuntos requeridos en situaciones de emergencias en dicho suministro de gas. Decreto N° 13/2011(IV 7) del Ministerio Nacional de Desarrollo.	Ley N° XXVI de Almacenamiento Estratégico de Gas Natural y suministro y Decreto Reglamentario N° 75/2007 del Ministerio de Economía relativo a las reglas de uso del almacenamiento.

Italia	Directiva 2009/73/CE. Reglamento 715/2009.	Decreto Legislativo 164 del 23/05/2000. Directiva 98/30/CE. Ley 239 del 23 de agosto de 2004.	
España	Directiva 2009/73/CE. Directiva 2004/67/CE.	Ley 12/2007. Real Decreto 1716/2004. Real Decreto 949/2001. Circular 8/2019.	Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad. Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, por la que se regulan las subastas para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso. Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas. Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, por la que se establecen la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para 2021 ⁴⁵ .

4. *México*. Recientemente en México, el senador Ovidio Peralta Suárez propuso reconocer la figura de yacimiento agotado en la Ley de Hidrocarburos, como una opción para el almacenamiento subterráneo. “Plantea que se

⁴⁵ UNITED NATIONS ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE (UNECE) (2013).

actualice y publique la información y estadística relativa a dichos yacimientos. De la misma forma, establece que corresponde a la Secretaría de Energía la emisión de concesiones para el aprovechamiento de esos yacimientos, y faculta a la Comisión Nacional de Hidrocarburos para declarar la existencia de un ‘yacimiento agotado’, cuando se justifique la inviabilidad económica para realizar actividades de exploración y extracción en el mismo⁴⁶.

Entre los beneficios que podría traer aparejada dicha actividad el senador destacó: 1) la soberanía energética –ya que se impulsan las políticas encaminadas al incremento del inventario estratégico que permitirá al país contar con reservas de gas natural, para suministrarlas en caso de que una emergencia sea declarada–; 2) el desarrollo de infraestructura de almacenamiento de gas natural, y 3) la eficiencia y sostenibilidad para el almacenamiento de hidrocarburos en un entorno atractivo para la inversión.

“La legislación mexicana en materia de almacenamiento de hidrocarburos se emitió sin considerar la posibilidad de este tipo de almacenamiento en yacimientos de hidrocarburos agotados, previendo únicamente lo relativo a instalaciones superficiales, es decir, tanques, gasoductos e incluso camiones tanque⁴⁷. Tal es el caso respecto a la legislación existente en la República Argentina, por cuanto tampoco ha contemplado la regulación de la actividad.

§ 5. PROPUESTAS JURÍDICAS PARA LA SUPERACIÓN DE LOS VACÍOS LEGALES DE LA REGULACIÓN VIGENTE EN LA MATERIA

A continuación, se formularán propuestas de soluciones a los problemas planteados con anterioridad con la finalidad de que estas sean incluidas en una regulación de la actividad –conforme se propone más adelante– mediante la modificación de la Ley de Hidrocarburos.

ASPECTOS INDISPENSABLES QUE PODRÍA CONTENER LA REGULACIÓN DEL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO. — 1. *Concesión de almacenamiento.* Tomando la solución contemplada en el derecho español en la materia, en el presente trabajo proponemos la creación de una nueva figura de “Concesión de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos”.

2. *Permiso de exploración que abarque ambas actividades: explotación y almacenamiento.* 1. *Áreas libres.* Para las áreas libres por licitarse, proponemos que se incluya en los actuales “Permisos de exploración” la posibilidad de que dichos estudios sean efectuados con ambas finalidades: la de extracción y la de almacenaje. En consecuencia, debería modificarse el art. 16 y ss. de la Ley de Hidrocarburos fijando, entre otras cuestiones particulares de la

⁴⁶ GAMA (2020).

⁴⁷ SENADO DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS (2020).

exploración con finalidad de almacenamiento, los plazos legales para efectuar dicha exploración e inversiones asociadas.

II. *Áreas concesionadas*. En virtud de que el concesionario ya ha efectuado estudios geológicos o puede hacerlo en el marco de su concesión de explotación⁴⁸, considero que en estos casos no debería solicitarse permiso de exploración alguno sino directamente la concesión de almacenamiento. Dicha solicitud será privativa y opcional del concesionario. En esta línea, a diferencia de lo que ocurriría en un área libre, el concesionario no tendría un plazo para solicitar dicha concesión ni obligación alguna de hacerlo.

III. *Derecho exclusivo y excluyente*. Consideramos que el concesionario que actualmente posea una concesión de explotación deberá contar con el derecho exclusivo y excluyente para solicitar la concesión de almacenamiento si tuviera intención de hacerlo.

Lo anterior por cuanto el concesionario: *i*) posee un derecho preexistente de exclusividad en relación con la superficie concesionada; *ii*) de no resultar exclusivo y excluyente (sin perjuicio de los posibles reclamos administrativos) podrían existir dificultades e interferencias en la operación extractiva; *iii*) es quien tiene conocimiento del área y podría optimizar los recursos e instalaciones invertidos para ambas actividades.

IV. *División de concesiones*. En los casos en que la concesión de almacenamiento subterráneo sea otorgada sobre un área que ya posee la concesión de explotación, debería ser posible –en caso de así requerirlo la concesionaria– dividir el permiso en dos concesiones distintas (de explotación y de almacenamiento) con plazos diferentes y específicos asociados a cada una. Esto permitirá, en caso de corresponder, que la concesionaria devuelva la concesión de explotación y continúe con la actividad del almacenaje o viceversa.

V. *Plazos*. *i*) *Plazo mínimo garantizado*. En virtud de la necesidad de que estos proyectos cuenten con un horizonte de largo plazo, sugerimos que la concesión de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos sea otorgada por un plazo mínimo de 25/30 años –duración promedio necesaria para el recupero de la inversión–, prorrogable indefinidamente. Considero que el plazo mínimo debe ser garantizado por una ley nacional, conforme se justifica más adelante.

Debe tenerse en cuenta que será la autoridad de aplicación quien otorgue la concesión de almacenamiento y autorice las prórrogas correspondientes. En consecuencia, consideramos que la autoridad de aplicación podría, en cada caso particular, fijar una concesión mayor a la indicada en la ley nacional para el primer período, garantizando prórrogas de 10 años al plazo fijado para dar continuidad al proyecto.

⁴⁸ Art. 30 de la Ley de Hidrocarburos.

Sin perjuicio de ello, los años propuestos bajo el presente apartado son a modo ilustrativo, por cuanto el mensaje que se pretende proponer es que la concesión debe contener un plazo apto para poder llevarse adelante la actividad y que dicho plazo debe ser garantizado por una ley que asegure al inversor el plazo que este requiere para su recobro.

ii) *Prórrogas*. Las prórrogas deberán ser otorgadas por la autoridad de aplicación, quien deberá reglamentar los requisitos de implementación que considere correspondientes a tales efectos. Dichas prórrogas podrán ser acompañadas por un plan de inversión respecto del mantenimiento de la actividad y por un “bono de prórroga” a la provincia que posee el dominio del recurso. Asimismo, la autoridad de aplicación deberá verificar que el concesionario se encuentre en cumplimiento con la legislación aplicable a efectos de otorgar la prórroga. Por último, consideramos que la regulación en relación al plazo deberá indicar que la solicitud de prórroga se presentará con una antelación prudente previo al vencimiento de concesión. Dicho plazo prudencial previo será definido por cada autoridad de aplicación.

VI. *Inversiones relacionadas con el almacenamiento*. La norma debería aclarar que las inversiones bajo la presente concesión deberán ser relacionadas a la actividad en cuestión y no las asociadas a la explotación del área ni a la extracción de hidrocarburos tal como lo indica el artículo 31 de la Ley de Hidrocarburos.

VII. *Convivencia de actividad exploratoria con el almacenamiento subterráneo*. En virtud del derecho exclusivo⁴⁹ y preexistente del concesionario de explotación de un área, la única forma de realizar ambas actividades (explotación y almacenamiento) sobre una misma superficie es si el concesionario resulta ser el mismo. De esta forma, cuando resulte técnicamente posible realizar ambas actividades sobre una misma área en distintas profundidades, el concesionario de explotación que así lo solicite tendrá el derecho exclusivo y excluyente de tener ambas concesiones o realizar ambas actividades.

VIII. *Posibilidad de almacenar gas de terceros. Tarifas*. Debe tenerse en cuenta que la inversión requerida para este tipo de actividad es de gran escala y se efectúa en un gran porcentaje en el inicio del proyecto. En virtud de ello, la regulación deberá permitir pero no obligar a los concesionarios del almacenamiento a prestar servicios para almacenar gas de terceros cobrando un precio no regulado.

i) *Uso del almacenamiento para gas propio*. Si el concesionario efectúa la inversión con la finalidad de almacenar gas propio debe tener garantizado *a priori* que no se le impondrá obligación alguna de almacenar gas de terceros. En consecuencia, será el concesionario quien decida el uso de la capacidad

⁴⁹ Art. 27, ley 17319: “La concesión de explotación confiere el derecho exclusivo de explotar los yacimientos de hidrocarburos que existan en las áreas comprendidas en el respectivo título de concesión durante el plazo que fija el artículo 35”.

de su almacenamiento. Las garantías que la legislación deberá otorgar al concesionario en tal aspecto resultan *fundamentales* para efectuar la inversión, por cuanto los riesgos asociados a no tenerlas son sumamente altos y en consecuencia resultan un impedimento para llevar adelante la actividad.

ii) Posibilidad de prestar servicio de almacenamiento a terceros. La posibilidad de prestar el servicio de almacenamiento a terceros a cambio de un precio no regulado permite al concesionario que no tiene previsto utilizar la capacidad de almacenaje con gas propio llevar adelante la inversión previendo su recupero –entre otras cuestiones– con dicho precio.

En virtud de lo anterior resulta fundamental que se garantice que la prestación del presente servicio resulte una opción y no una obligación al concesionario y que no se fijarán tarifas para tal servicio sino que la licitación será libre.

ix. Autoridad de aplicación. Las autoridades de aplicación –las provincias o la Nación, según el territorio que corresponda– serán las que otorgarán la presente concesión.

Es importante destacar que las cuestiones relativas a la implementación de la ley estarán bajo la órbita de cada autoridad de aplicación. Estas serán quienes otorguen la concesión de almacenamiento, reglamentarán las cuestiones procedimentales y reglamentarias que consideren pertinentes para llevar adelante la presente actividad, requerirán los permisos, autorizaciones adicionales e implementarán las sanciones asociadas a los incumplimientos.

Asimismo la regulación deberá indicar expresamente que la presente actividad se encuentra regulada bajo la órbita de la Ley de Hidrocarburos.

x. Relación con superficiarios. El artículo 100 de la Ley de Hidrocarburos establece que “Los permisionarios y concesionarios deberán indemnizar a los propietarios superficiarios de los perjuicios que se causen a los fondos afectados por las actividades de aquellos. Los interesados podrán demandar judicialmente la fijación de los respectivos importes o aceptar –de común acuerdo y en forma optativa y excluyente– los que hubiere determinado o determinare el Poder Ejecutivo con carácter zonal y sin necesidad de prueba alguna por parte de dichos propietarios”.

En concordancia con dicho artículo y la regulación de tales pagos, consideramos que deberán modificarse los decretos 860/1996 y 861/1996, incluyendo las particularidades de las instalaciones requeridas en la presente actividad⁵⁰.

Asimismo, la modificación de la Ley de Hidrocarburos debería incluir expresamente un régimen que incluya derechos de paso al concesionario a favor de las actividades de almacenamiento y particularmente el otorgamiento de la servidumbre.

⁵⁰ En caso de modificarse dichos decretos, sería una buena oportunidad para incluir en ellos las particularidades propias de la actividad no convencional que hasta el momento no han sido contempladas.

XI. *Erogaciones.* A continuación se formulan propuestas a las erogaciones que deban efectuar los particulares. Considero que sin perjuicio de que estas puedan ser alternadas, el punto fundamental recae en que todos los actores se vean beneficiados –para poder hacer viable la actividad y los beneficios asociados a ella– y que dichos beneficios se regulen de manera preliminar.

XII. *Regalías.* Sin perjuicio de que entendemos que la regulación existente en materia de regalías es clara, a efectos de no dar lugar a interpretaciones (relacionadas con que bajo la presente actividad se extraería dos veces el gas), la regulación deberá aclarar que bajo ningún concepto se podría cobrar dos veces regalías y que se considera extracción a la ocurrida en el yacimiento original y no a la efectuada a los fines de quitar el gas del almacenamiento.

Asimismo, debería contemplar que la metodología de liquidación será conforme el precio promedio de las operaciones de la cuenca del mes en el que dicho gas se extrajo.

En relación a las regalías del gas que tiene por finalidad ser utilizado como gas colchón, coincido con el Dr. Rueda en cuanto a que “Habría que contemplar una regalía especial para el gas con destino a colchón –en los topes que marca la Ley Nacional de Hidrocarburos–, que tenga en cuenta la rentabilidad futura del negocio futuro de almacenaje, y no la venta de ese gas como *commodity*”⁵¹. Ello por cuanto el gas inyectado a tal efecto suele representar un valor significativo en relación a la inversión.

XIII. *Régimen fiscal.* Los titulares de concesiones de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos gaseosos deberían estar sujetos, mientras esté vigente la concesión respectiva, al régimen fiscal aplicable a la concesión de explotación.

En este sentido, a los efectos de proveer reglas seguras en el aspecto tributario considero que las provincias deberían establecer un límite y/o una prohibición de gravar a dichos titulares con nuevos tributos o aumentar los existentes. En consecuencia, propongo que se establezca expresamente que los concesionarios de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos quedan exentos del pago de todo otro tributo provincial (suponiendo que estos se han fijado), presente o futuro, de cualquier naturaleza o denominación –incluyendo los tributos que pudieran recaer sobre los accionistas u otros beneficiarios directos de estas rentas– que tengan vinculación con la actividad a que se refiere esta ley. Cuando hubieren tomado a su cargo el pago de impuestos correspondientes a los intereses de financiaciones del exterior bajo forma de préstamos, créditos u otros conceptos con destino al desarrollo de su actividad, la renta sujeta al gravamen, a los fines de establecer el monto imponible, no será acrecentada con el importe de dichos impuestos.

⁵¹ NAVAZO (2020).

XIV. *Canon*. “La Provincia debe analizar cuál es el precio máximo que le puede cobrar al explotador para que venga, invierta, tome el riesgo, venda el gas y esté contento de pagar ese canon”⁵².

Consideramos que corresponde que el titular de la concesión de almacenamiento pague anualmente y por adelantado un canon por cada kilómetro cuadrado o fracción. A tal efecto se propone el siguiente método:

- i) *Plazo básico*. Primer período: Monto en pesos por definir.
Segundo período: Monto en pesos por definir.

Sugerimos que el canon del primer período sea menor, para fomentar los estudios.

Otra alternativa es que se abone un monto por el volumen mensual inyectado de gas natural (en m³).

- ii) *Prórroga*. Durante el primer año de su vigencia abonará por adelantado una suma de pesos por definir, por km² o fracción, incrementándose dicho monto en el veinticinco por ciento (25 %) anual acumulativo.

El importe que deba ser abonado por este concepto correspondiente al segundo período del plazo básico y al período de prórroga podrá reajustarse compensándolo con las inversiones efectivamente realizadas en la exploración dentro del área correspondiente, hasta la concurrencia de un canon mínimo equivalente al diez por ciento (10 %) del canon que corresponda en función del período por km² que será abonado en todos los casos.

Nos parece pertinente para la previsibilidad económica del proyecto que se fije un tope al bono de prórroga.

XV. *Otros impuestos provinciales*. Si bien podrían existir otros tipos de impuestos relacionados con la presente actividad que no forman parte del presente análisis, estos deberán contemplar las demás erogaciones que ya efectúa el concesionario, a los fines de que el proyecto sea económicamente viable para el inversor y este posea reglas claras al largo plazo.

En virtud de lo mencionado, consideramos fundamental que exista un régimen de estabilidad fiscal, tanto nacional como provincial.

§ 6. PROPUESTA DE UNA LEY NACIONAL. MODIFICACIÓN DE LA LEY DE HIDROCARBUROS

Para dar solución a los problemas planteados, proponemos la modificación de la Ley Nacional de Hidrocarburos. Consideramos que la creación de un nuevo tipo de concesión hidrocarburífera y de la modificación de la amplitud de los permisos exploratorios forma parte de la política nacional y por ende debe ser regulada por la Nación en el marco de dicha ley.

⁵² NAVAZO (2020).

En este sentido, el artículo 3° de la Ley de Hidrocarburos⁵³ 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, teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad. En esta línea, el dictamen del Procurador –al cual adhirió la CSJN– en el fallo *Apache Energía Argentina S.R.L. c/ Provincia de Río Negro*⁵⁴, de fecha 26 de marzo de 2009, entendió que “Sin perjuicio de que el art. 124 *in fine*, Const. nac., reconoce a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio, aquella disposición mantuvo vigencia. Más tarde, la reforma introducida a la ley 17319 por la sanción de la ley 26197 dispuso en su art. 2° el traspaso a las provincias de las funciones de contraparte de los permisos de exploración, las concesiones de explotación y de transporte de hidrocarburos objeto de transferencia, y las constituyó en autoridad de aplicación (art. 6), mas no contempló en forma expresa la modificación del texto del art. 56. La nueva ley deja en claro que la transferencia se hará efectiva ‘. . . sin que ello afecte los derechos y las obligaciones contraídas por sus titulares’ y, que ‘el ejercicio de las facultades como autoridad concedente, por parte del Estado nacional y de los Estados provinciales, se desarrollará con arreglo a lo previsto por la ley 17319 y su reglamentación y de conformidad a lo previsto en el Acuerdo Federal de los Hidrocarburos”.

Dicho fallo reafirma que el Poder Ejecutivo Nacional conserva la responsabilidad por el diseño de la política energética a nivel federal (art. 2°, párr. 3° y 4°).

La misma decisión recayó en diversas causas resueltas en octubre de 2015⁵⁵.

Asimismo, creemos que la regulación de la actividad debe incluirse en la Ley de Hidrocarburos y no en una nueva ley, por cuanto a dicha actividad le serán aplicables de manera complementaria y supletoria los restantes artículos de dicha ley.

El dictado de una ley provincial de esta índole podría traer aparejadas oposiciones, tanto a nivel legislativo (al interpretarse, de conformidad con lo detallado en los párrafos anteriores, como un exceso en las facultades de las provincias) como a nivel periodístico o doctrinario. En consecuencia, no otorgaría seguridad jurídica al inversor.

⁵³ Art. 3°, Ley de Hidrocarburos: “El Poder Ejecutivo nacional fijará la política nacional con respecto a las actividades mencionadas en el artículo 2°, teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad”.

⁵⁴ *Apache Energía Argentina S.R.L. c/ Provincia de Río Negro* (2010).

⁵⁵ *Chevron Argentina S.R.L. c/ Santa Cruz, Provincia de y Estado Nacional s/ acción declarativa de certeza* (2015); *Colhue Huapi S.A. c/ Chubut, Provincia del s/ acción declarativa de certeza e inconstitucionalidad* (2015); *Chevron Argentina S.R.L. c/ Mendoza, Provincia de s/ acción declarativa de certeza* (2015); *Chevron Argentina S.R.L. c/ Río Negro, Provincia de y otro s/ acción declarativa de certeza* (2015). Cfr. CENTRO DE INFORMACIÓN JUDICIAL (CIJ) (2015).

Teniendo en cuenta los plazos y demoras de una modificación legislativa de esta índole –modificación de la Ley de Hidrocarburos a nivel nacional– creemos que debe ser inminente el tratamiento de aquella para no continuar demorando las inversiones asociadas a la actividad.

LA FACULTAD DE LA NACIÓN PARA REGULAR LA FIGURA DE CONCESIÓN DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO. — 1. *El dominio originario de los recursos naturales.* La modificación del artículo 124 de la Constitución nacional ha reconocido que el dominio originario de los recursos naturales corresponde a cada una de las respectivas provincias⁵⁶. Sin embargo, los artículos 121, 126⁵⁷ y 75, inciso 12⁵⁸ de la Constitución nacional ponen de manifiesto que las provincias han delegado en el Congreso Nacional la facultad de dictar un código de los recursos naturales⁵⁹.

La ley 26197 de 2007 (la “Ley Corta”) ha ratificado lo establecido en el mencionado artículo 124 de la Constitución nacional en cuanto establece que la Nación transfirió a las provincias el “ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de los hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios” y el ejercicio de las facultades como autoridad concedente y/o de aplicación de la Ley de Hidrocarburos en tales yacimientos. Asimismo, su artículo 2° indica que “El diseño de las políticas energéticas a nivel federal será responsabilidad del Poder Ejecutivo nacional”.

Opinamos que la inclusión de la figura del almacenamiento subterráneo en la Ley de Hidrocarburos con los lineamientos generales aplicables no resulta en contra de lo establecido en las normativas detalladas en el presente apartado. En este sentido, cada provincia podrá legislar la reglamentación de la modificación legislativa propuesta, las cuestiones particulares de implementación, sanciones y procedimientos particulares que se apliquen en ella.

⁵⁶ Art. 124, Const. nac.: “. . . Corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio”.

⁵⁷ Art. 126, Const. nac.: “Las provincias no ejercen el poder delegado a la Nación. No pueden celebrar tratados parciales de carácter político; ni expedir leyes sobre comercio, o navegación interior o exterior; ni establecer aduanas provinciales; ni acuñar moneda; ni establecer bancos con facultad de emitir billetes, sin autorización del Congreso Federal; ni dictar los Códigos Civil, Comercial, Penal y de Minería, después que el Congreso los haya sancionado; ni dictar especialmente leyes sobre ciudadanía y naturalización, bancarrotas, falsificación de moneda o documentos del Estado; ni establecer derechos de tonelaje; ni armar buques de guerra o levantar ejércitos, salvo el caso de invasión exterior o de un peligro tan inminente que no admita dilación dando luego cuenta al Gobierno federal; ni nombrar o recibir agentes extranjeros”.

⁵⁸ Art. 75, Const. nac.: “Corresponde al Congreso: (. . .) Inciso 12. Dictar los Códigos Civil, Comercial, Penal, de Minería, y del Trabajo y Seguridad Social, en cuerpos unificados o separados, sin que tales códigos alteren las jurisdicciones locales, correspondiendo su aplicación a los tribunales federales o provinciales, según que las cosas o las personas cayeren bajo sus respectivas jurisdicciones; y especialmente leyes generales para toda la Nación sobre naturalización y nacionalidad, con sujeción al principio de nacionalidad natural y por opción en beneficio de la argentina; así como sobre bancarrotas, sobre falsificación de la moneda corriente y documentos públicos del Estado, y las que requiera el establecimiento del juicio por jurados”.

⁵⁹ CASSAGNE (2007) p. 8; DE LA RIVA (2015) p. 3.

Asimismo será cada provincia la autoridad de aplicación que otorgue tales concesiones y cobre lo que corresponda en torno a ellas, de conformidad con lo establecido en el artículo 2° de la Ley Corta.

2. *Breve distinción entre dominio y jurisdicción.* Tanto la doctrina como la jurisprudencia distinguen entre los conceptos “dominio” y “jurisdicción”. Por “dominio” se entiende el ejercicio del uso, goce y disposición de la cosa o bien y por “jurisdicción” a la facultad de regular dicho uso y goce, al ejercicio de la autoridad sobre la materia o bien y a su aprovechamiento⁶⁰.

Al respecto, la Corte Suprema de Justicia de la Nación ha indicado que “dominio y jurisdicción no son conceptos equivalentes ni correlativos, pues bien pueden existir uno sin la otra. Así la jurisdicción sobre las playas y riberas, que no importa el dominio nacional sobre ellas, así la que se ejerce sobre establecimientos nacionales ubicados en inmuebles no adquiridos y así el dominio privado del Estado general en bienes situados en las Provincias y sobre los cuales no ha fundado obras o establecimientos de utilidad nacional: en éstos hay dominio y no jurisdicción”⁶¹.

La doctrina también ha indicado que el dominio y la jurisdicción pueden ser de distintos titulares⁶². En relación a ello, “La lectura de los debates de la Convención Constituyente ha conducido a sostener que el reconocimiento del dominio de los recursos naturales en cabeza de las Provincias no sustrae a estos bienes de la jurisdicción exclusiva del Congreso Nacional, entendida como potestad de regulación”⁶³. En el marco de dicho debate también se mencionó que “si al dominio le quitamos la jurisdicción, queda absolutamente vacío”⁶⁴. Asimismo, se propuso incorporar dicho término (jurisdicción) de manera expresa en la norma⁶⁵.

CASSAGNE indica que la posición que se impuso fue la contraria, “. . . en tanto la mayoría se orientó en el sentido de interpretar que el reconocimiento del dominio de los recursos naturales en cabeza de las Provincias no sustrae a estos bienes de la jurisdicción exclusiva del Congreso Nacional. Por ende, de cara al texto de la Constitución, corresponde de forma exclusiva al Congreso

⁶⁰ GAGO, ZAVAGLIA Y RIVAS (2016).

⁶¹ *Señores Marconetti, Boglione y Cía. c/ la Municipalidad de Santa Fe* (1929).

⁶² SACRISTÁN (2019), citando a BADENI (2010) p. 560. En igual sentido, DE SIMONE (2007) p. 75.

⁶³ SARA VIA (1998).

⁶⁴ SARA VIA (1998).

⁶⁵ Así, el convencional Antonio Achem sugirió agregar, con alusión a las provincias, la frase siguiente: “Ejercen la jurisdicción sobre todas estas materias”. Cfr. CONVENCION NACIONAL CONSTITUYENTE (1994) p. 3871.

Otra moción semejante fue planteada por la convencional Cristina Fernández de Kirchner, quien propuso dar a la cláusula constitucional la siguiente redacción: “Las Provincias tienen el dominio y la jurisdicción de su territorio y de los recursos naturales de su suelo, subsuelo, ríos, mar, costas, lecho, plataforma continental y espacio aéreo, con excepción de los que correspondan al dominio privado”. Cfr. CONVENCION NACIONAL CONSTITUYENTE (1994) p. 3862.

Nacional la facultad de reglar las relaciones jurídicas que nacen del uso y del aprovechamiento de los recursos naturales”⁶⁶.

En virtud de lo anterior, a la fecha se suscita la discusión entre los que sostienen que la Ley Corta transfirió únicamente el ejercicio del dominio y aquellos que sostienen que el dominio debe implicar necesariamente la jurisdicción respecto de tal materia. En línea con la doctrina que sostiene que no puede existir dominio “pleno” sin jurisdicción, ciertas provincias, tales como Neuquén, han dictado sus propias leyes y reglamentaciones en materia de hidrocarburos.

§ 7. CONCLUSIÓN

En el presente trabajo ha quedado demostrado que si bien es posible llevar adelante la actividad en la República Argentina de manera legal, no existe seguridad jurídica que ofrezca al inversor un marco previsible que fomente proyectos de esta índole.

Lo anterior trae aparejado no solo la falta de inversiones en la República Argentina sino también la imposibilidad de obtener los beneficios y puestos de trabajo asociados a esta actividad en los distintos sectores: industrias, Estado nacional y provincial y consumidores finales.

Asimismo, hemos resaltado los riesgos que toma una compañía que decide efectuar una inversión relacionada con esta actividad bajo la normativa vigente. Ello como consecuencia de los vacíos legales existentes en la materia, los cuales han sido individualizados y detallados a lo largo del artículo.

En virtud del problema identificado, se propuso la modificación de la Ley de Hidrocarburos con la finalidad de incluir la regulación particular en materia de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos en yacimientos depletados. Particularmente se propuso la creación de una concesión de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos, detallando cada uno de los aspectos que entendemos deben incorporarse en dicha modificación. En determinados aspectos, en particular con características interdisciplinarias –que consideramos deben ser debatidas en profundidad a los fines de llegar a los mejores resultados–, hemos planteado cuestionamientos para dar pie a dicho debate.

Por último, en línea con la propuesta presentada, han quedado justificados los motivos por los cuales entendemos que los cambios sugeridos deben ser efectuados por una ley nacional y no por decretos o leyes provinciales.

En miras de lo anterior, es nuestra intención que el presente trabajo resulte de herramienta para impulsar la legislación de la actividad y así facilitar las inversiones en relación con ella en la República Argentina.

⁶⁶ CASSAGNE (2007).

BIBLIOGRAFÍA CITADA

- BADENI, Gregorio (2010): *Tratado de Derecho constitucional* (Buenos Aires, La Ley, tercera edición) tomo I.
- CASSAGNE, Juan C. (2007): “La propiedad de los yacimientos de hidrocarburos: su relación con las potestades nacionales y provinciales (Cuestiones que se suscitan tras la Reforma Constitucional de 1994)”, *La Ley*, t. 2007-C: p. 1135.
- CONVENCIÓN NACIONAL CONSTITUYENTE (1994): *Diario de Sesiones de la Convención Nacional Constituyente*, 28ª Reunión, 3ª Sesión Ordinaria, 10 y 11 de agosto de 1994: pp. 3862 y 3871, disponible en: <https://www4.hcdn.gob.ar/dependencias/dip/Debate-constituyente.htm> (último acceso: 12/12/2020).
- DE LA RIVA, Ignacio M. (2015): “Poderes de regulación nacionales y provinciales bajo el nuevo régimen de hidrocarburos”, *RADEHM*, N° 5, mayo-julio 2015, pp. 35-50.
- DE SIMONE, Orlando (2007): “El dominio de los hidrocarburos y la ley 26197”, *Revista del Colegio de Abogados de la Ciudad de Buenos Aires*, tomo 67, n° 1: pp. 72-78, disponible en: <http://www.colabogados.org.ar/larevista/index.php?idrevista=5&origen=3> (último acceso: 13/4/2021).
- FRÍAS, Pedro (1980): “Dominio y jurisdicción de la Nación y las provincias”, en *Introducción al Derecho Público Provincial* (Buenos Aires, Depalma) ps. 169-170.
- GAGO, María Eugenia; GÓMEZ ZAVAGLIA, Tristán y RIVAS, Fernando (2016): “Federalismo ambiental: los recursos naturales y la distribución de competencias legislativas en la Constitución nacional argentina”, Id SAIJ: DACF170396, disponible en: <http://www.saij.gob.ar/maria-eugenia-gago-federalismo-ambiental-recursos-naturales-distribucion-competencias-legislativas-constitucion-nacional-argentina-dacf170396-2016-12/123456789-0abc-defg6930-71fcanirtcod?&o=0&f=Total%7CFecha/2016%5B20%2C1%5D%7CEstado%20de%20Vigencia%5B5%2C1%5D%7CTema%5B5%2C1%5D%7COrganismo%5B5%2C1%5D%7CAutor%5B5%2C1%5D%7CJurisdicci%F3n%5B5%2C1%5D%7CTribunal%5B5%2C1%5D%7CPublicaci%F3n%5B5%2C1%5D%7CColecci%F3n%20tem%Etica%5B5%2C1%5D%7CTipo%20de%20Documento/Doctrina&t=48> (último acceso: 13/4/2021).
- RODRÍGUEZ, Juan José (2020): “El almacenamiento subterráneo de gas en el mundo y su aplicación en la Argentina”, *Contacto SPE* (SPE-Argentine Petroleum Section), N° 17, diciembre de 2002: pp. 6-8, disponible en: https://www.spe.org.ar/locker/pdf/ContactoSPE/ContactoSPE_17.pdf (último acceso: 13/4/2021).
- SACRISTÁN, Estela B. (2019): “Los recursos naturales en la Constitución nacional argentina: La cuestión del dominio originario”, *Revista de Derecho Administrativo Económico*, N° 30 (julio-diciembre 2019): pp. 111-139.
- SARAVIA, Luis A. (1998): “La cláusula de la prosperidad y la ley de inversiones mineras”, *La Ley*, 1998-B: pp. 1130-1142.
- SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA (2019): “Balance de Gestión 2016 -2019. Emergencia, normalización y bases para la transformación”, disponible en https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/sintesis_balance/2019-12-09_Balance_de_Gestion_en_Energia_2016-2019_final_y_anexo_pub_.pdf (último acceso: 13/4/2021).
- UNITED NATIONS ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE –UNECE– (2013): “Study on Underground Gas Storage in Europe and Central Asia”, (Geneva, United Nations), disponible en: https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/wpgas/pub/Report_UGS_Study_www.pdf (último acceso: 13/4/2021).

- U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA) (2015): “The Basics of Underground Natural Gas Storage”, disponible en: <https://www.eia.gov/naturalgas/storage/basics/> (último acceso: 13/4/2021).
- VERCESI, Pablo Oscar (2012): “Impacto de los costos energéticos en la economía de la refinación”, en *Petrotecnia* (Buenos Aires, Instituto Argentino de Petróleo y Gas), diciembre de 2012: pp. 40-51, disponible en: http://www.petrotecnia.com.ar/diciembre12/Pdfs_6_12/sinpublicidad/Impacto.pdf (último acceso: 13/4/2021).

NORMATIVA CITADA

a) *República Argentina*

1. *Normas nacionales*

- Constitución de la Nación Argentina.
- Ley 17319 (B.O. 30/6/1967). Ley de Hidrocarburos.
- Ley 19550 (B.O. 30/7/1967). Ley de Sociedades Comerciales.
- Ley 24076 (B.O. 12/6/1992). Gas natural. Transporte y Distribución. Marco regulatorio.
- Ley 26197 (B.O. 5/1/2007). Ley “Corta” de Hidrocarburos.
- Ley 27007 (B.O. 31/10/2014). Ley de Hidrocarburos. Modificación.
- Decreto 1671/1969 (B.O. 15/5/1969). Reglamentación de la Ley de Hidrocarburos.
- Decreto 1738/1992 (B.O. 28/9/1992). Aprueba la reglamentación de la ley 24076, que regula la actividad de transporte y distribución de gas natural como servicio público nacional.
- Decreto 860/1996 (B.O. 31/7/1996). Indemnizaciones. Hidrocarburos.
- Decreto 861/1996 (B.O. 31/7/1996). Indemnizaciones. Hidrocarburos.
- Decreto 1172/2003 (B.O. 4/12/2003). Acceso a la información pública.
- Decreto 771/2020 (B.O. 25/9/2020). Hidrocarburos. Cánones de exploración y explotación. Actualización.
- Decreto 892/2020 (B.O. 16/11/2020). Plan de promoción de la producción de gas natural argentino.
- Resolución ENaRGas 258/2018 (B.O. 20/2/2018). Modificación de la estructura del ENaRGas.

2. *Provincia de Santa Cruz*

- Decreto 498/2020 (B.O. 11/8/2020): Formaliza la concesión “Santa Cruz II-Fracción ASGN” destinada al almacenamiento de gas.
- Resolución 58/2019 del directorio del Instituto de Energía de Santa Cruz (16/12/2019): Aprueba el acuerdo de almacenamiento subterráneo de gas natural suscripto el 6 de diciembre de 2019 entre el IESC y la Compañía General de Combustibles.

b) *Legislación extranjera*

1. *Comunidad Europea*

- Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, del 13 de julio de 2009, disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32009L0073> (último acceso: 19/6/2021).

LÓPEZ HERRERA, Catalina ❖ “La necesidad de una ley nacional que regule . . .”

Reglamento 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, del 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas, disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32009R0715&qid=1623088153133> (último acceso: 19/6/2021).

Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo, del 25 de octubre de 2017, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el cual deroga el Reglamento (UE) 994/2010, disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32017R1938&qid=1623088244990> (último acceso: 19/6/2021).

Directiva 2004/67/CE del Consejo, del 26 de abril de 2004, relativa a unas medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas natural, disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX:32004L0067> (último acceso: 19/6/2021).

Directiva 98/30/CE Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo del 22 de junio de 1998 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX%3A31998L0030> (último acceso: 19/6/2021).

2. *Austria*

Ley Federal que regula el Gas Natural (Gaswirtschaftsgesetz [Natural Gas Act] 2011, disponible en: <https://iclg.com/practice-areas/oil-and-gas-laws-and-regulations/austria> (último acceso: 19/6/2021).

3. *República Checa*

Public Notice No 349/2015 Coll, on the Gas Market Rules, as amended by Notice No 326/2018 Coll, disponible en: https://www.eru.cz/documents/10540/5199106/PTP_Amended_2019_ENG.PDF/cf74079a-da87-431b-b4a0-ccce7039058a (último acceso: 19/6/2021).

4. *Alemania*

Energiewirtschaftsgesetz (Ley de la Energía), disponible en: <http://www.rudo.de/energylaw/legislation/> (último acceso: 19/6/2021).

Ordenanza de acceso a las redes de suministro de gas, disponible en: http://www.gesetze-im-internet.de/gasnzv_2010/GasNZV.pdf (último acceso: 19/6/2021).

5. *Finlandia*

Ley del Mercado de Gas N° 508/2000, disponible en: <https://www.finlex.fi/en/laki/kaannokset/2000/en20000508.pdf> (último acceso: 19/6/2021).

6. *Hungría*

Ley N° XXVI de Almacenamiento Estratégico de Gas Natural y suministro y Decreto Reglamentario N° 75/2007 del Ministerio de Economía relativo a las reglas de uso del almacenamiento

Ley N° XL (2008), en relación al suministro de Gas Natural y Decreto Reglamentario N° 19 de 2009 (I.30).

Decreto Gubernamental N° 265/2009 relativo a las restricciones de suministro en el uso del almacenamiento estratégico y relativo a los asuntos requeridos en situaciones de emergencias en dicho suministro de gas.

Decreto N° 13/2011(IV 7) del Ministerio Nacional de Desarrollo.

7. Italia

Ley N° 239 del 23 de agosto de 2004. Reordenamiento del sector energético. Disponible en: https://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2004-09-13&atto.codiceRedazionale=004G0259&elenco30giorni=false (último acceso: 19/6/2021).

Decreto Legislativo N° 164 del 23 de mayo de 2000. Mercado interno del gas natural. Disponible en: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2000/06/20/000G0210/sg> (último acceso: 19/6/2021).

8. España

Ley 34/1998 (BOE N° 241, 8/10/1998). Hidrocarburos, disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1998-23284> (último acceso: 19/6/2021).

Ley 12/2007, de 2 de julio. Modifica la Ley 34/1998. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-12869> (último acceso: 19/6/2021).

Real Decreto 1716/2004, disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2004-15457> (último acceso: 19/6/2021).

Real Decreto 949/2001, disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2001-17027> (último acceso: 19/6/2021).

Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural, disponible en: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18397 (último acceso 19/6/2021).

Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad, disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-22460> (último acceso: 19/6/2021).

Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, por la que se regulan las subastas para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso, disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2009-5844> (último acceso: 19/6/2021).

Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2010-20003> (último acceso: 19/6/2021).

Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, por la que se establecen la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2021, disponible en: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-17346 (último acceso: 19/6/2021).

JURISPRUDENCIA CITADA

Señores Marconetti, Boglione y Cía. c/ la Municipalidad de Santa Fe (1929): Corte Suprema de Justicia de la Nación, 29 de mayo de 1929, Fallos: 154: 312 (1929).
Apache Energía Argentina S.R.L. c/ Provincia de Río Negro (2010): Corte Suprema de Justicia de la Nación, 28 de diciembre de 2010, disponible en: <http://www.saij.gob.ar/corte-suprema-justicia-nacion-federal-ciudad-autonoma-buenos-aires-apa>

LÓPEZ HERRERA, Catalina ❖ “La necesidad de una ley nacional que regule . . .”

- che-energia-argentina-srl-provincia-neuquen-fa10985819-2010-12-28/123456789-918-5890-1ots-eupmocsollafSAIJ: FA10985819 (último acceso: 13/4/2021).
- Chevron Argentina S.R.L. c/ Santa Cruz, Provincia de y otros s/ medida cautelar* (2011): Corte Suprema de Justicia de la Nación, 2 de marzo de 2011 (C 495 XLV)
- Enap Sipetrol Argentina S.A. c/ Chubut, Provincia del y otro (Estado Nacional) s/ acción declarativa* (2015): Corte Suprema de Justicia de la Nación, 6 de octubre de 2015, Fallos: 338: 962 (2015).
- Chevron Argentina S.R.L. c/ Santa Cruz, Provincia de y Estado Nacional s/ acción declarativa de certeza* (2015): Corte Suprema de Justicia de la Nación, 6 de octubre de 2015, CSJ 113/2009(45-E)/~S.
- Colhue Huapi S.A. c/ Chubut, Provincia del s/ acción declarativa de certeza e inconstitucionalidad* (2015): Corte Suprema de Justicia de la Nación, 6 de octubre de 2015, CSJ 1015/2009 (45 C) CS1.
- Chevron Argentina S.R.L. c/ Mendoza, Provincia de s/ acción declarativa de certeza* (2015): Corte Suprema de Justicia de la Nación, 6 de octubre de 2015, CSJ 746/2010 (46-C)/CS1.
- Chevron Argentina S.R.L. c/ Río Negro, Provincia de y otro s/ acción declarativa de certeza* (2015): Corte Suprema de Justicia de la Nación, 6 de octubre de 2015, CSJ 747/2010 (46-C)/CS1.

OTRAS FUENTES CONSULTADAS

- BP (2020): “Statistical Review of World Energy – 2020”, disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf> (último acceso: 13/4/2021).
- CEDIGAZ (2016): “Underground Gas Storage in the World – Part 1: Current capacity”, disponible en: <https://www.cedigaz.org/underground-gas-storage-world-part-1-current-capacity/> (último acceso: 13/4/2021).
- CENTRO DE INFORMACIÓN JUDICIAL (CIJ) (2015): “La Corte declaró la inconstitucionalidad de una disposición que no consideraba como base para el cálculo de regalías hidrocarburíferas el valor de comercialización del producto”, del 8 de octubre de 2015, disponible en: <https://www.cij.gov.ar/nota-18369-La-Corte-declar--la-inconstitucionalidad-de-una-disposici-n-que-no-consideraba-como-base-para-el-c-lculo-de-regal-as-hidrocarbur-feras-el-valor-de-comercializaci-n-del-producto.html> (último acceso: 13/4/2021).
- COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES (2020a): “Estados financieros condensados intermedios al 31 de marzo de 2020 (Presentados en forma comparativa con 2019)”, disponibles en: https://www.cgc.energy/img_tmp/20200603171112-26.pdf - (último acceso: 13/4/2021).
- COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES (2020b): “Almacenamiento subterráneo de gas natural (ASGN): Proyecto Sur Río Chico”, video presentación disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=XeE4KXQorjc> (último acceso: 13/4/2021).
- COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES (2020c): “Almacenamiento subterráneo de gas natural en Sur Río Chico”, presentación disponible en la biblioteca personal de la autora.
- GAMA, Israel (2020): “Presenta Senador iniciativa para impulsar el almacenamiento de hidrocarburos”, *Global Energy*, 10/9/2020, disponible en: <https://globalenergy.mx/noticias/hidrocarburos/presenta-senador-iniciativa-para-impulsar-el-almacenamiento-de-hidrocarburos/> (último acceso: 13/4/2021).

- GANDINI, Nicolás (2020): “CGC lanza una apuesta disruptiva para resolver la estacionalidad del gas”, *Econo Journal*, 9/1/2020, disponible en: <https://econojournal.com.ar/2020/01/una-apuesta-disruptiva-para-resolver-la-estacionalidad-del-mercado-de-gas/> (último acceso: 13/4/2021).
- GAZPROM (s/f): “Underground Gas Storage”, disponible en: <https://www.gazprom.com/about/production/underground-storage/> (último acceso: 13/4/2021).
- GEOSTOCK ENTREPOSE (s/f): “What are Aquifers and Depleted Fields?”, disponible en: <https://www.entrepose.com/en/geostock/our-expertise/> (último acceso: 13/4/2021).
- GILLIGAN, Santiago (2020): video-conferencia llevada a cabo el 3 de noviembre de 2020.
- MORDOR INTELLIGENCE (s/f): “Natural Gas Storage Market: Growth, Trends, COVID-19 Impact, and Forecasts (2021-2026)”, disponible en: <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/natural-gas-storage-market> (último acceso: 13/4/2021).
- NAVAZO, Cristian (2020): “Gas: Argentina importó el equivalente al 31,5 % de la producción de Neuquén”, *Diario Patagonia Shale*, disponible en: <https://patagoniashale.com.ar/gas-argentina-importo-el-equivalente-al-31-de-la-produccion-de-neuquen/> (último acceso: 13/4/2021).
- SENADO DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS (2020): “Presentan iniciativa para regular “yacimientos agotados”, Boletín del 12 de septiembre de 2020, disponible en: <https://morena.senado.gob.mx/2020/09/10/presentan-iniciativa-para-regular-yacimientos-agotados/> (último acceso: 13/4/2021).
- SIN AUTOR (2019): “Recorrida por las instalaciones de YPF en Diadema y Manantiales Behr”, en diario *Tiempo Sur* del 12 de diciembre de 2019, disponible en: <https://www.tiemposur.com.ar/chubut/nota/recorrida-por-las-instalaciones-de-ypf-en-diadema-y-manantiales-behr> (último acceso: 13/4/2021).
- SIN AUTOR (2020a): “Argentina elevó la importación de gas de Bolivia”, en *Diario Río Negro*, 18/7/2020, disponible en: <https://www.rionegro.com.ar/argentina-elevo-la-importacion-de-gas-de-bolivia-1434099/> (último acceso: 13/4/2021).
- SIN AUTOR (2020b): “CGC presenta el proyecto de almacenamiento subterráneo de gas natural”, en *Diario Run-Run Energético*, 19/2/2020, disponible en: <https://www.runrunenergetico.com/cgc-presenta-el-proyecto-de-almacenamiento-subterraneo-de-gas-natural/> (último acceso: 13/4/2021).
- SIN AUTOR (2020c): “La petrolera CGC inauguró el primer sistema de almacenamiento subterráneo de gas en la Cuenca Austral”, en *Infobae*, 19/2/2020, disponible en: <https://www.infobae.com/economia/2020/02/19/la-petrolera-cgc-inauguro-el-primer-sistema-de-almacenamiento-subterraneo-de-gas-en-la-cuenca-austral/> (último acceso: 13/4/2021).