



Departamento de Derecho

MAESTRÍA EN DERECHO EMPRESARIO

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

TRABAJO FINAL

Curso: año 2019

Autora: Catalina López Herrera (DNI 35.325.019)

Director: Nicolás Eliashev

Buenos Aires, Argentina.

14 de diciembre de 2020

RESUMEN:

La energía es un elemento indispensable para el desarrollo 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 tanto como bien de consumo final en los hogares como en carácter de insumo en el transporte de carga de materiales y de pasajeros, en actividades comerciales e industriales.

En virtud de lo anterior, el autoabastecimiento energético y la disminución de las importaciones (que en general se concretan a precios altamente costosos) es un objetivo que debe lograrse para tener un horizonte económico y energético previsible. El almacenamiento subterráneo de hidrocarburos en yacimientos subterráneos resulta una herramienta óptima para darle el uso que el contexto requiera y contribuir de esa forma a la adecuada gestión de la estacionalidad propia del consumo de tal combustible en nuestro país. Sin embargo, su regulación actual en la República Argentina resulta escasa para proveer seguridad jurídica al inversor.

El presente trabajo demostrará que si bien es posible llevar adelante el almacenamiento subterráneo de hidrocarburos 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 sino también la imposibilidad de obtener los beneficios y puestos de trabajo asociados a esta actividad en los distintos sectores.

A través del análisis de la legislación vigente, doctrina, jurisprudencia y derecho comparado, se identificarán las falencias legales y se propondrá la modificación de la Ley de Hidrocarburos con la finalidad de incluir una regulación particular en materia de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos en yacimientos depletados.

Es nuestra intención que la presente tesis resulte una herramienta para impulsar la legislación particular de la actividad y así promover las inversiones asociadas a la misma en la República Argentina.

ÍNDICE TEMÁTICO

I. LA NECESIDAD DE LA REGULACIÓN DEL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE HIDROCARBUROS Y SU IMPORTANCIA	4
A. El problema de la falta de regulación particular de la actividad	4
B. La importancia del abastecimiento energético. Su relevancia en el contexto actual	5
C. Metodología utilizada en el presente trabajo	6
II. EL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL EN YACIMIENTOS DEPLETADOS	7
A. Descripción de la actividad y aspectos del negocio	7
B. Beneficios de la actividad	9
C. Descripción Económica	11
D. El almacenamiento subterráneo en el mundo.....	12
E. Almacenamientos subterráneos en yacimientos depletados existentes en Argentina en la actualidad 14	
i) DIADEMA (2001)	14
ii) CGC (2020).....	14
III. LA LEGISLACIÓN QUE REGULA EL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO EN LA REPÚBLICA ARGENTINA RESULTA INSUFICIENTE PARA QUE EL INVERSOR TENGA GARANTIZADA LA SEGURIDAD JURÍDICA REQUERIDA PARA LA INVERSIÓN DE LAS MAGNITUDES REQUERIDAS.	15
A. Ley de Hidrocarburos N° 17.319	15
i) Concesión de explotación	15
ii) Inversiones	16
iii) Concesión de transporte	17
iv) Plazos	17
v) Canon y Regalías	18
B. Ley N° 24.076 y su Decreto Reglamentario	19
i) Resolución 258/2018 del ENARGAS	21
ii) Autorizaciones administrativas requeridas bajo la legislación vigente.....	21
IV. PROPUESTAS JURIDICAS PARA LA SUPERACIÓN DE LOS VACÍOS LEGALES DE LA REGULACIÓN VIGENTE EN LA MATERIA	22
A. Aspectos que necesariamente debería contener la regulación del almacenamiento subterráneo....	22
i) Concesión de Almacenamiento Subterráneo de Hidrocarburos.....	22
ii) Derecho de Preferencia	22
iii) División de concesiones.....	23

iv) Plazos	23
v) Inversiones relacionadas con el almacenamiento	24
vi) Convivencia de dos permisos sobre las mismas superficies en distintas profundidades	24
vii) Posibilidad de almacenar gas de terceros – tarifas	24
viii) Autoridad de aplicación	25
ix) Relación con superficiarios	25
x) Aspectos tributarios	26
V. DERECHO COMPARADO - ASPECTOS A CONSIDERAR	28
A. Reino de España.....	28
i) Marco Jurídico	28
ii) Permiso de exploración que involucra ambas actividades (explotación y almacenamiento).....	29
iii) Derechos del concesionario	29
iv) Adaptación de concesión de exploración a concesión de almacenamiento	30
v) Plazos	30
D. Estados Unidos de América	30
E. Regulación del gas natural y el almacenamiento subterráneo en ciertos países de Europa y Asia	31
F. México	34
VI. PROPUESTA DE UNA LEY NACIONAL – MODIFICACIÓN DE LA LEY DE HIDROCARBUROS.....	35
A. La facultad de la Nación para regular la figura de Concesión de Almacenamiento Subterráneo ...	36
i) El dominio originario de los recursos naturales	37
ii) Breve distinción entre dominio y jurisdicción	38
VII. CONCLUSIÓN	40

I. LA NECESIDAD DE LA REGULACIÓN DEL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE HIDROCARBUROS Y SU IMPORTANCIA

A. 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 las principales: 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 “posee o no posee” las características naturales que lo hacen resultar apto para llevar adelante la actividad. Por el contrario, los dos aspectos restantes -económicos y legales- dependen del “hacer humano”.

Quisiera introducir el tema que analizaremos bajo la presente tesis mencionando dos cuestiones que cualquier inversor evalúa antes de decidir invertir en un país o en un proyecto particular. Estas son tener conocimiento previo de los costos asociados a la misma, del tiempo estimado para su recupero y de las ganancias a obtener según la tasa pre-establecida por el inversor en función de consideraciones comerciales, financieras y de riesgo asociado.

A la fecha en la República Argentina para el almacenamiento subterráneo de gas estas dos cuestiones básicas no se cumplen. Ello por cuanto, entre otros aspectos¹, no existe seguridad jurídica que otorgue previsibilidad legal -y por ende económica- a las inversiones de esta índole. Considero que la falta de dicha seguridad se encuentra íntimamente asociada al hecho de que no se desarrolle esta actividad en el país.

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. Lo anterior por cuanto la misma contiene vacíos legales y deja afuera de su regulación diversos aspectos particulares de la actividad que requieren de un tratamiento específico. En consecuencia, no se conocen de manera previa las consecuencias jurídicas y económicas vinculadas con la inversión y por ende no se invierte.

El presente breve planteo da pie a introducir de qué tratará este trabajo y por qué considero fundamental que se regule la actividad para recibir inversiones relacionadas con esta actividad en la República Argentina.

¹ La viabilidad del presente negocio, como la de cualquier otro, no depende únicamente del aspecto legal sino también de los aspectos políticos, económicos, sociales y de mercado. Cada uno de estos aspectos influirán en la decisión del inversor.

B. La importancia del abastecimiento energético. Su relevancia en el contexto actual

La energía es un elemento indispensable para el desarrollo 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 tanto como bien de consumo final en los hogares –cocina, calefacción, electrodomésticos, entre otros - como 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 aspectos².”

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

Conforme se detalla en el cuadro que se encuentra a continuación, Argentina ha logrado disminuir sus importaciones de manera exponencial en relación a los restantes países del mundo. Sin embargo, el problema de la estacionalidad y de los costos asociados aún no ha sido resuelto.

Table 3: Top increases and decreases in LNG exports and imports

LNG exports	Annual change (bcm)	LNG imports	Annual change (bcm)
Increases		Increases	
US	18.9	China	11.3
Russia	14.4	United Kingdom	10.9
Australia	12.9	France	10.1
Algeria	3.5	Spain	6.9
Egypt	2.6	Italy	5.3
Decreases		Decreases	
Indonesia	-4.3	Japan	-7.5
		South Korea	-4.6
		Egypt	-3.2
		Argentina	-1.9
		Chile	-1.0

Statistical Review of World Energy – 2020 – 69th edition, pág. 6.

² VERCESI, Pablo Oscar “Impacto de los costos energéticos en la economía de la refinación”; http://www.petrotecnica.com.ar/diciembre12/Pdfs_6_12/sinpublicidad/Impacto.pdf

El autoabastecimiento y la disminución de las importaciones (que en general se concretan a precios altamente costosos) es un objetivo que debe lograrse para tener un horizonte previsible.

A pesar de que en los últimos años la producción interna ha incrementado altamente por el desarrollo de Vaca Muerta, debido a la crisis actual y a la consecuente caída de precios, el 17% del gas que se consumió entre enero y agosto provino del extranjero³.

“Entre enero y agosto, 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 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.”

En el contexto actual, con la caída de precios del Gas Natural Licuado (GNL) la importación del gas de Bolivia también fue a precios sumamente bajos. Sin embargo, con un contexto económico diferente podría darse la situación contraria: que se requiera importar a precios altos sin aprovechar la generación nacional.

El autoabastecimiento siempre es la mejor solución para luego lograr la exportación. En este sentido Emilio Nadra, vicepresidente comercial de CGC, indica: “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 contratos⁵.”

Una de esas formas es almacenar el gas en yacimientos subterráneos para darle el uso que el contexto requiera y contribuir de esa forma a la adecuada gestión de la estacionalidad propia del consumo de tal combustible en nuestro país.

C. Metodología utilizada en el presente trabajo

En el presente trabajo 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.

³ NAVAZO, Cristian. 2020. “Gas: Argentina importó el equivalente al 31,5% de la producción de Neuquén”. Patagonia Shale. <https://patagoniashale.com.ar/gas-argentina-importo-el-equivalente-al-31-de-la-produccion-de-neuquen/> . Consultado el 19 de junio de 2020.

⁴ NAVAZO, Cristian. 2020. “Gas: Argentina importó el equivalente al 31,5% de la producción de Neuquén”. Patagonia Shale. <https://patagoniashale.com.ar/gas-argentina-importo-el-equivalente-al-31-de-la-produccion-de-neuquen/> . Consultado el 19 de junio de 2020.

⁵ GANDINI, Nicolás. 2020. “CGC lanza una apuesta disruptiva para resolver la estacionalidad del gas”. Econo Journal. 9 de enero 2020. Consultado el 19 de junio de 2020. <https://econojournal.com.ar/2020/01/una-apuesta-disruptiva-para-resolver-la-estacionalidad-del-mercado-de-gas/>

Luego describiremos la legislación vigente aplicable a ella con la finalidad de demostrar los vacíos legales existentes. Analizaremos de qué formas podría llevarse a cabo la presente actividad bajo la normativa existente y qué entes estatales intervendrían en tal caso. De dicho análisis se desprenderá la falta de seguridad jurídica -por los riesgos y costos asociados a tal incertidumbre- incide en que no se invierta en la presente actividad en la República Argentina.

Una vez planteado el problema, intentaremos dar respuestas a la falta de regulación con una propuesta de modificación a la Ley de Hidrocarburos que contemple los aspectos fundamentales que entendemos deben encontrarse necesariamente contemplados en dicha ley para que exista seguridad jurídica y el inversor cuente con reglas claras para llevar adelante la actividad que, a su vez, en un contexto apropiado, beneficia a todo el país y al consumidor final.

Analizaremos asimismo cómo se regula la presente actividad en el Reino de España y en los Estados Unidos de América a los fines de rescatar los aspectos jurídicos que podrían utilizarse para la propuesta de modificación mencionada en el párrafo anterior. En dicho apartado se detallará porqué se han seleccionado estos dos países y se incluirá un cuadro con la normativa aplicable a demás países del continente Europeo y asiático a modo de referencia. Por último describiremos brevemente la intención de regular la presente actividad en México.

En el apartado V justificaremos porqué consideramos que la presente actividad debe ser regulada mediante una Ley Nacional y no mediante decretos o leyes provinciales. Particularmente demostraremos porqué creemos que debe efectuarse una modificación a la Ley de Hidrocarburos que contemple la presente actividad.

Resulta importante destacar que la presente tesis 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 debatirse; y ii) el resultado final de la regulación sea el más apto para las necesidades de la República Argentina.

II. EL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL EN YACIMIENTOS DEPLETADOS

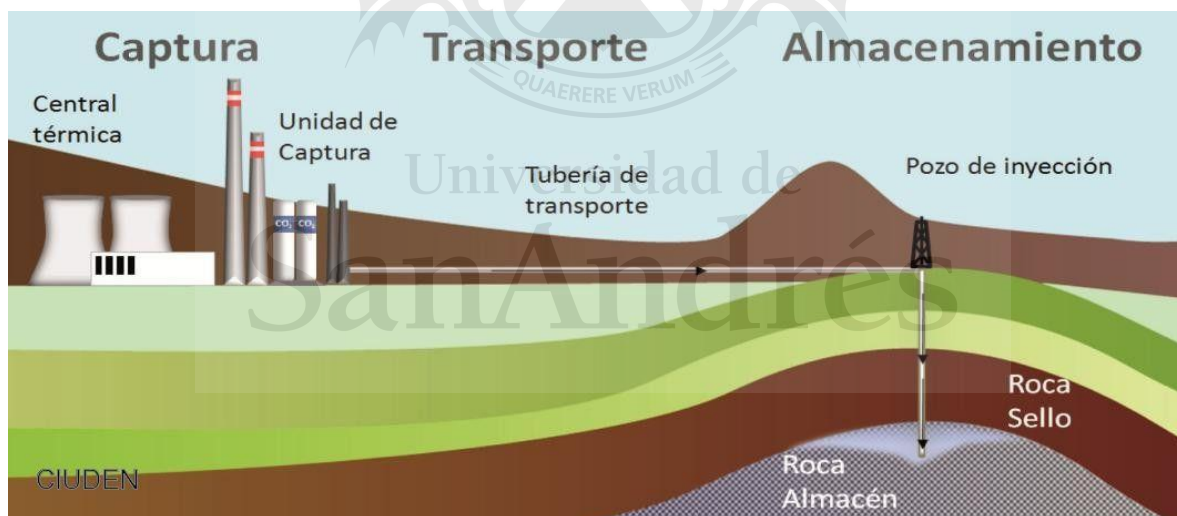
A. Descripción de la actividad y aspectos del negocio

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 la presente tesis 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 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.

“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”⁶.

El siguiente cuadro grafica de manera muy simple y básica un almacenamiento subterráneo de hidrocarburos y las instalaciones asociadas. La “roca almacén” 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) *Working Gas* (WG): Cantidad total de gas disponible para

⁶ RODRIGUEZ, Juan José. “El almacenamiento subterráneo de gas en el mundo y su aplicación en la Argentina”. Ponencia denominada “Las Tardes del Petróleo” llevada a cabo el 5 de diciembre de 2020 a las 17:00 hs. en el aula de capacitación de la UADE. Consultado el 4 de noviembre de 2020. https://www.spe.org.ar/locker/pdf/ContactoSPE/ContactoSPE_17.pdf.

⁷ Imagen tomada del siguiente link <https://www.tiempo.com/ram/443011/almacenar-co2/>

producción; ii) *Cushion Gas* (CG): 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) *Total Gas* (TG): WG+CG; iv) *Deliverability*: Caudal de gas que puede entregar el proyecto. Asimismo, se requieren 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 presión⁸.

La siguiente imagen muestra instalaciones relacionadas íntimamente con 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.



La imagen muestra las instalaciones de un almacenamiento de gas de Gasprom ubicada en Jemgum, Alemania⁹.

B. Beneficios de la actividad

⁸ <https://www.entrepose.com/en/geostock/our-expertise/#> . Consultado el 6 de octubre de 2020.

⁹ <https://www.gazprom.com/about/production/underground-storage/> , consultado el 10 de noviembre de 2020.

Gazprom es una compañía energética global enfocada en exploración geológica, producción, transporte, almacenamiento, procesamiento y venta de gas, condensado de gas y petróleo, venta de gas como combustible para vehículos, así como generación y comercialización de calor y energía eléctrica. Es una de las principales empresas que realizan el servicio de almacenamiento subterráneo de gas en el mundo.

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

“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 superficie¹⁰.”

El gas producido (y no demandado) se inyecta en el yacimiento durante la época de baja demanda y se extrae del mismo 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 cierre¹¹.”

“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.”¹²

“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 LNG y combustibles líquidos, genera ahorros económicos y en divisas para la Estado¹³.”

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

¹⁰ Infobae. 19 de Febrero de 2020. “La petrolera CGC inauguró el primer sistema de almacenamiento subterráneo de gas en la Cuenca Austral”. <https://www.infobae.com/economia/2020/02/19/la-petrolera-cgc-inauguro-el-primer-sistema-de-almacenamiento-subterraneo-de-gas-en-la-cuenca-austral/> .Consultado el 17 de junio de 2020.

¹¹ <https://www.runrunenergetico.com/cgc-presenta-el-proyecto-de-almacenamiento-subterraneo-de-gas-natural/> ; Consultado el 20 de noviembre de 2020

¹² Infobae. 19 de Febrero de 2020.

¹³ Infobae. 19 de Febrero de 2020.

Argentina se desarrolla en conjunto con la infraestructura de gasoductos requerida, se podrá sustituir las importaciones de GNL a la mitad de costo¹⁴.”

C. 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 someros^[1], 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.¹⁵

“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 mercados regulados como la Argentina no existe previsibilidad de la fluctuación de oferta y demanda en verano-invierno que genere un diferencial de precio que incentive a hacer este tipo de proyectos”. Nos comenta que Rusia y el norte de África han desarrollado este tipo de proyectos con el objetivo de garantizar la seguridad de abastecimiento y que 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 mayorista¹⁶.”

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.

¹⁴ Diario Tiempo Sur. 12 de diciembre de 2019. “Recorrida por las instalaciones de YPF en Diadema y Manantiales Behr”; Consultado el 20 de noviembre de 2020; <https://www.tiemposur.com.ar/chubut/nota/recorrida-por-las-instalaciones-de-ypf-en-diadema-y-manantiales-behr>

^[1] De poca profundidad.

¹⁵ GILLIGAN Santiago; ingeniero de Tecpetrol S.A.; Master de Ingeniería en Petróleo en la Universidad de Texas, College Station y un Posgrado en Energía en Petróleo en la Universidad de Buenos Aires- en la video-conferencia telefónica llevada a cabo el 3 de noviembre de 2020.

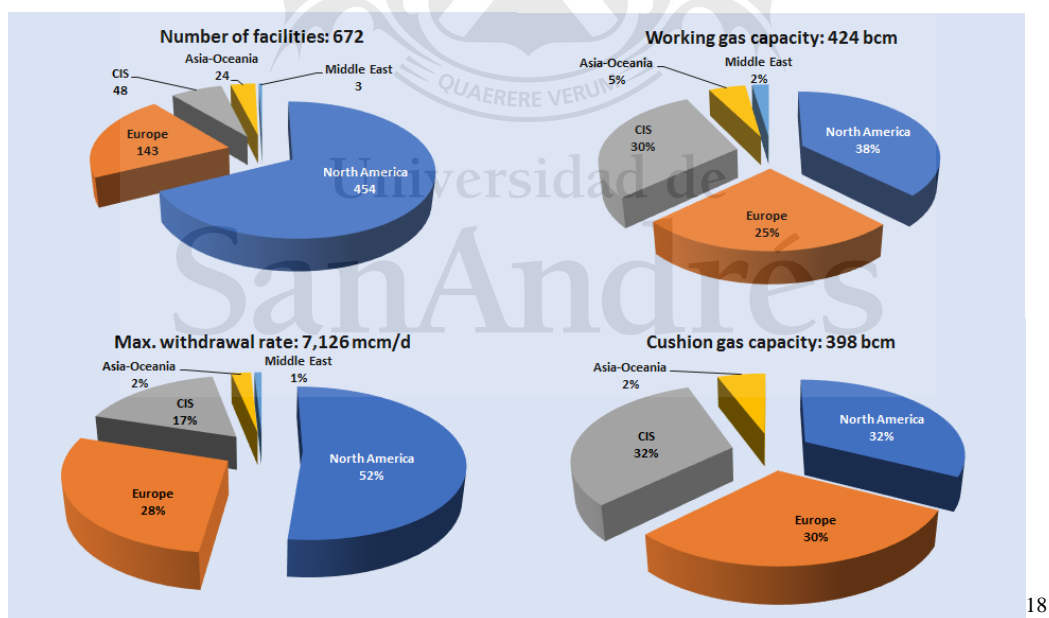
¹⁶ NAVAZO, Cristian; 2019; Citando a Pablo Rueda.

D. El almacenamiento subterráneo en el mundo

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 EE. UU. 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)¹⁷. También hay 3 instalaciones Argentina.

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



18

¹⁷ <https://www.cedigaz.org/underground-gas-storage-world-part-1-current-capacity/>; Con casi 60 años de experiencia, CEDIGAZ es ampliamente reconocida como una fuente confiable de información por analistas de gas, organizaciones internacionales como la Agencia Internacional de Energía (IEA) o la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y publicaciones de referencia como BP Statistical Revisión.

¹⁸ <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/natural-gas-storage-market> . Consultado el 10 de noviembre de 2020.

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 instalaciones 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 mercado¹⁹.

“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 industrial²⁰.”

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 gas²¹.

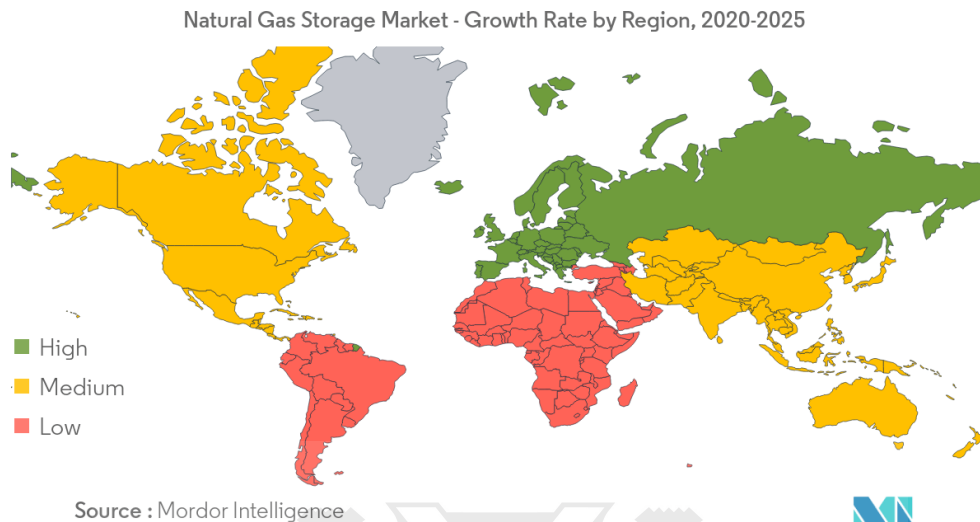
San Andrés

¹⁹ Modor Intelligence. Consultado el 10 de noviembre de 2020.

²⁰ Modor Intelligence. 10 de noviembre de 2020.

²¹ “Study on Underground Gas Storage in Europe and Central Asia. Unated Nations. Geneva, 2013. https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/wpgas/pub/Report_UGS_Study_www.pdf . Consultado el 3 de diciembre de 2020. Traducción libre.

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



22

E. Almacenamientos subterráneos en yacimientos depletados existentes en Argentina en la actualidad

i) DIADEMA (2001)

Diadema es el primer Almacenamiento Subterráneo de Argentina y Latinoamérica.

Germán Stocker - gerente de Relaciones Institucionales de YPF- y Alejandro Eloff -gerente de YPF Luz- indicaron: "...Diadema es el único operativo en América Latina, con un volumen de gas útil de 150 millones Sm³ y una capacidad de entrega máxima de 1,5 millones Sm³/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 CAPSA²³".

ii) CGC (2020)

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

²² Mordor Intelligence. Consultado el 10 de noviembre de 2020.

²³ Tiempo Sur, 12/12/2019 "Recorrida por las instalaciones de YPF en Diadema y Manantiales Behr"; Consultado el 20 de noviembre de 2020; <https://www.tiemposur.com.ar/chubut/nota/recorrida-por-las-instalaciones-de-ypf-en-diadema-y-manantiales-behr>

Austral²⁴. El proyecto de la empresa de Corporación América contempla una inversión de USD 50 millones²⁵.

III. LA LEGISLACIÓN QUE REGULA EL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO EN LA REPÚBLICA ARGENTINA RESULTA INSUFICIENTE PARA QUE EL INVERSOR TENGA GARANTIZADA LA SEGURIDAD JURÍDICA REQUERIDA PARA LA INVERSIÓN DE LAS MAGNITUDES REQUERIDAS.

Tal como adelantamos, al día de la fecha no existe en la República Argentina legislación específica que regule el almacenamiento subterráneo de gas bajo ninguna 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 de Hidrocarburos N° 17.319

La Ley de Hidrocarburos N° 17.319 (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 la iii) concesión de transporte. A continuación describiremos cada uno de dichos artículos y resaltaremos sus falencias legislativas.

i) 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 caso.²⁶

²⁴ Infobae. 19 de febrero de 2020. “La petrolera CGC inauguró el primer sistema de almacenamiento subterráneo de gas en la Cuenca Austral”. <https://www.infobae.com/economia/2020/02/19/la-petrolera-cgc-inauguro-el-primer-sistema-de-almacenamiento-subterraneo-de-gas-en-la-cuenca-austral/>. Consultado el 2 de noviembre de 2020.

²⁵ Infobae. 19 de febrero de 2020.

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

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 que se entiende por “perturbar las actividades de otros permisionarios o concesionarios” aplicado a la presente actividad. ¿Podría interpretarse que se refiere a que si un permisionario o concesionario permite que se lleve a cabo el almacenamiento sobre su permiso o concesión este 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?

ii) Inversiones

Por su parte el artículo 31 de la Ley de Hidrocarburos menciona: “Toda 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 cuál 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?

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.

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.

iii) 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 resaltado 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.

iv) 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 la empresa 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 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 almacenamiento por cuanto, conforme se detalló con anterioridad, las inversiones deben efectuarse a “...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 que recae en que: en virtud de que el almacenaje subterráneo se practica en yacimiento depletados (“vacíos de hidrocarburos”, no aptos para la producción) 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.

v) Canon y Regalías

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

En relación al 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.

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.

a. Canon

Respecto del canon, la regulación vigente no determina un canon particular por el almacenamiento subterráneo de hidrocarburos. El artículo 48 bis de la Ley de Hidrocarburos establece que: “Para los casos de realización de actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos, a partir del vencimiento del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y dentro de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, la Autoridad de Aplicación podrá establecer el pago de un bono de explotación cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes asociadas a la explotación convencional de hidrocarburos al final del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y por el dos por ciento (2%) del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los dos (2) años anteriores al momento del otorgamiento de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos.”

²⁷ NAVAZO, Cristian; 2019; Citando a Pablo Rueda.

Bien podría interpretarse que como esta actividad se efectúa como actividad asociada a la explotación correspondería el cobro de un “bono de explotación” bajo la legislación vigente. En tal supuesto no queda resuelto el monto de dicho bono.

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 al uso de sus recursos naturales. Actualmente, ese pedido por parte de la provincia queda librado a la negociación entre la empresa y la provincia. Como consecuencia de ello, el siguiente actor que requiera negociar con una provincia que ya ha negociado y cerrado determinado canon con anterioridad con otra empresa, se verá “afectado” por lo que dicho actor haya negociado con la provincia. 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. Regalías

El artículo 59 de la Ley de Hidrocarburos²⁸ establece 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. En consecuencia la regalía se paga cuando se extrae el gas y no cuando este se vende.

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?

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

B. Ley N° 24.076 y su Decreto Reglamentario

²⁸ El concesionario de explotación pagará mensualmente al Concedente, en concepto de regalía sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo, un porcentaje del doce por ciento (12%). Idéntico porcentaje del valor de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados, pagará mensualmente la producción de gas natural, en concepto de regalía. Para el pago de esta regalía el valor del gas será fijado conforme al procedimiento indicado para el petróleo crudo en el artículo 61. El pago en especie de esta regalía sólo procederá cuando se asegure al concesionario una recepción de permanencia razonable.

La Ley N° 24.076 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 N° 24.076 como su decreto reglamentario hacen referencia específica al almacenamiento subterráneo y regulan ciertos aspectos de esta actividad. El artículo 1 del Decreto Reglamentario N° 1738/1992 de la Ley N° 24.076 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 aplica en forma limitada a aquél almacenamiento 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 24.076 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, aún bajo un eventual encuadre de esta actividad sobre la base de lo dispuesto por la Ley 24.076, debe tenerse presente que la eventual extracción del gas natural almacenado podría ser considerado por las respectivas provincias como actividad extractiva y plantear el cobro de regalías por el mismo, como consecuencia de no haber participado dicha autoridad local en el proceso de autorización de la actividad respectiva. Suscitándose la posibilidad de pretensiones simultánea de aplicación del régimen de la Ley 17.319 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 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.

i) Resolución 258/2018 del ENARGAS

La Resolución 258/2018, el 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 resaltado me pertenece).

Sin perjuicio de lo anterior y sin ahondar en el tema por cuanto excede al objeto de la presente tesis, consideramos que la presente Resolución prevé facultades que excederían el ámbito de aplicación del ENARGAS²⁹.

ii) 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 pública³⁰ que incluya la presentación del proyecto. Los resultados de tal audiencia no resultan vinculantes; y
- b) las autorizaciones correspondientes por parte del ENARGAS en materia de seguridad de las instalaciones y de la conexión a los sistemas de transporte.

Tal como quedó demostrado en el presente apartado del 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.

²⁹ “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 ENRE (...)”

³⁰ El artículo 3 del Reglamento General de Audiencias Públicas para el Poder Ejecutivo Nacional aprobado en el Decreto N° 1172/03[6], (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.

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

IV. PROPUESTAS JURIDICAS PARA LA SUPERACIÓN DE LOS VACÍOS LEGALES DE LA REGULACIÓN VIGENTE EN LA MATERIA

A continuación encontrarán propuestas de soluciones a los problemas planteados con la finalidad de que estas sean incluidas en una regulación de la actividad conforme se propone en el apartado V, es decir, mediante la modificación de la Ley de Hicrocarburos.

A. Aspectos que necesariamente debería contener la regulación del almacenamiento subterráneo

i) Concesión de Almacenamiento Subterráneo de Hidrocarburos

En la presente tesis proponemos que la regulación de la materia en cuestión se efectúe mediante la creación de una nueva figura de concesión a la que denominaremos “Concesión de Almacenamiento Subterráneo de Hidrocarburos”.

En consecuencia, sugerimos la incorporación de la presente concesión en la Ley de Hidrocarburos y la ampliación del permiso de exploración a los efectos que también incluya la posibilidad de estudiar un área para realizar la actividad de almacenamiento subterráneo³¹.

ii) Derecho de Preferencia

Consideramos que la empresa que actualmente posea una concesión de explotación deberá contar con el derecho de preferencia para solicitar la concesión de almacenamiento y así llevar adelante el almacenamiento subterráneo en el territorio de su permiso o concesión.

De igual manera ocurre con la concesión de transporte en virtud de que el artículo 28 de la Ley de Hidrocarburos indica: “A todo titular de una concesión de explotación corresponde el derecho de obtener una concesión para el transporte de sus hidrocarburos, sujeta a lo determinado en la sección 4 del presente título”.

³¹ La propuesta de ampliar el permiso de exploración es una solución adoptada de conformidad con la legislación en la materia del Reino de España –analizada más adelante- que considero adecuada en este aspecto para tomar de referencia en la República Argentina.

Lo anterior se fundamenta en que la empresa que se encuentra explotando el área es la que tiene conocimiento de la misma y por ende puede optimizar los recursos e instalaciones invertidos para todas las finalidades mencionadas, inclusive la de la exploración en un posible almacenamiento. Asimismo la empresa que extrae gas de dicha área puede requerir su almacenamiento y eso traería aparejado bajar los costos de transporte del gas con el fin de almacenarlo. También podría utilizar sus propios pozos para llevar adelante esta nueva actividad.

iii) 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 poder 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 pueda devolver la concesión de explotación y continuar con la actividad del almacenaje o viceversa.

iv) Plazos

a) 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 30 años prorrogables indefinidamente. Este plazo mínimo debe ser garantizado por ley, según lo indicado en el punto III C) de la presente tesis.

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 de más de 30 años para el primer período, garantizando prórrogas de 10 años al plazo fijado para dar continuidad al proyecto.

Sin perjuicio de ello, la propuesta bajo el presente apartado es simplemente 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 le otorgue seguridad jurídica.

b) Prórrogas

Las prórrogas deberán ser otorgadas por la autoridad de aplicación quien deberá reglamentar los requisitos de implementación que considere correspondientes a tales efectos.

Consideramos y proponemos que dichas prórrogas deban ser acompañadas por un plan de inversión respecto del mantenimiento de la actividad y por un “canon de prórroga” a la provincia que posee el dominio del recurso.

Asimismo creemos que 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.

v) Inversiones relacionadas con el almacenamiento

Consideramos pertinente que la norma aclare 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.

vi) Convivencia de dos permisos sobre las mismas superficies en distintas profundidades

Deberá regularse si se permite o no la posibilidad de otorgar dos permisos –de exploración y de almacenamiento- en una misma superficie en distintas profundidades. Asimismo debería aclararse si se permite tal cuestión siendo siempre la misma empresa o podría una empresa explotar hidrocarburos y la otra almacenar. Tal superposición, en caso de ser permitida, debería regularse detallando las particularidades de la situación y delimitando la diferencia de obligaciones y responsabilidades de cada permiso.

A *priori* -de resultar técnicamente posible- consideramos óptimo permitir a una misma empresa llevar adelante tanto la explotación de hidrocarburos como el almacenamiento en distintas profundidades evitando de esta forma conflictos de superposición que probablemente ocurrirían de tratarse de dos empresas distintas trabajando a distintos niveles de profundidad y “compartiendo” la superficie. Dicho permiso debería incluirse expresamente en la Ley de Hidrocarburos.

En cuanto a la posibilidad de que dichos permisos sean otorgados a distintas empresas, creemos que tal particularidad debería estudiarse técnicamente en profundidad a los efectos de analizar si resulta oportuno o bien podría generar conflictos entre las mismas por superponerse en la superficie o bien interferir entre ambas actividades. A modo de ejemplo, proponemos analizar si la actividad extractiva podría interferir en las presiones del almacenamiento subterráneo.

vii) Posibilidad de almacenar gas de terceros – tarifas

Considero fundamental que la legislación que regule la materia permita a los concesionarios del almacenamiento prestar servicios de almacenamiento subterráneo de gas a otras

empresas a modo de servicio. Ello por cuanto la posibilidad de prestar tal servicio a cambio de una tarifa, permitirá que el retorno de la inversión se efectúe en menos plazo. Esto fomentará a que se lleven adelante este tipo de proyectos.

Tal servicio debería ser un derecho, opción o posibilidad que tenga el concesionario de explotación de almacenamiento. Lo anterior por cuanto podría darse el caso que utilice dicha empresa el 100% de la capacidad máxima de almacenaje para su propia producción.

Asimismo, tal autorización debería contemplar que, en caso de que la empresa considere la prestación del servicio de almacenaje, este deberá ser -en igualdad de condiciones- en iguales circunstancias para todas las empresas que deseen almacenar su gas en dicho yacimiento.

Tal como mencionaremos más adelante, este aspecto se encuentra contemplado tanto en la regulación del Reino de España como en la de los Estados Unidos de América por cuanto forma parte de la actividad comercial del almacenamiento.

viii) Autoridad de aplicación

La autoridad de aplicación -las provincias o la Nación según el territorio que corresponda - serán las autoridades que otorgarán la presente concesión.

Es importante destacar que las cuestiones relativas a la implementación de la presente 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, consideramos que la actividad de almacenaje de gas natural deberá someterse al marco regulatorio de la ley 24.076 y su reglamentación y a la jurisdicción del ENARGAS cuando en las formaciones geológicamente aptas a tal fin (cavernas salinas, cavernas minadas, yacimientos agotados de gas y/o petróleo y acuíferos profundos) se almacene gas propio o de terceros cuyo destino sea la prestación del servicio público de transporte y distribución de gas natural mediante los sistemas de transporte y distribución regulados por la Ley N° 24.076.

ix) 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 aquéllos. 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 860/96 y 861/96 incluyendo las particularidades de las instalaciones requeridas en la presente actividad³².

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.

x) Aspectos tributarios

a) Regalías³³

En el apartado 3.A.v.b) ha quedado manifestado que en virtud de lo establecido en el artículo 59 de la Ley de Hidrocarburos las regalías se pagan cuando se extrae el gas y no cuando este se vende.

Sin perjuicio de que entendemos que dicho artículo es claro en materia de regalías, al efecto de no dar lugar a interpretaciones y otorgar así seguridad jurídica al inversor -en virtud del tipo de actividad del que se trata en el que el gas se “extrae” dos veces- sugerimos se aclare que bajo ningún concepto se podría cobrar dos veces regalías y que se considera por extracción a la ocurrida en el yacimiento original y no a la efectuada a los fines de quitar el gas del almacenamiento.

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

³² En caso de modificarse dichos decretos, considero que sería una buena oportunidad para incluir en los mismos las particularidades propias de la actividad no convencional que considero no ha sido contemplada en los mismos y que requiere ser adaptado.

³³ Sin perjuicio de que hay diversas opiniones doctrinarias respecto de la naturaleza jurídica de las regalías, las hemos incluido en el apartado de “aspectos impositivos” por cuanto en el presente apartado hemos incluido las erogaciones a favor de la provincia. Asimismo, consideramos apropiada la doctrina que considera que las regalías se asemejan a tributos (aunque no lo sean).

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.

b) 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 canon³⁴”

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:

a) Plazo Básico:

1er. Período: Pesos a definir.

2do. Período: Pesos a definir.

Consideramos que el canon del primer período debe ser menor para fomentar los estudios.

b) Prórroga:

Durante el primer año de su vigencia abonará por adelantado la suma de (pesos a 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.

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

c) Otros impuestos provinciales

Considero que podrían existir otros tipos de impuestos relacionados con la presente actividad que no forman parte del presente análisis pero que deberían analizarse en un todo a los efectos de que el proyecto sea económicamente viable para el inversor y posea reglas claras al largo plazo.

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

³⁴ NAVAZO, Cristian; 2019.

V. DERECHO COMPARADO - ASPECTOS A CONSIDERAR

En el presente capítulo describiremos cómo se regula el almacenamiento subterráneo de gas en dos países que poseen un sistema de dominio diferente³⁵ – 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 la misma 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, encontrarán un cuadro que incluye las normas mediante las cuales se regula el almacenamiento subterráneo en ciertos países Europa y en Asia.

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

A. 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) (la “Ley”). Esta ha sido modificada en el año 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 (...)”.

³⁵ España posee un sistema de dominio “regalista” en el cual el dominio eminente pertenece 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. EE.UU. por el contrario, posee un sistema de dominio de accesión en el cual los hidrocarburos forman parte o resultan una “accesión” al dominio principal. En consecuencia, el dominio comprende toda su profundidad y su altura (“desde el cielo hasta el centro de la tierra”).

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.

A mi modo de ver la alternativa española una solución adecuada por cuanto otorga a la empresa 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 bis³⁶ 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 de almacenamiento efectuar la actividad comercial del mismo almacenando gas de terceros.

Asimismo, dicho artículo prevé la posibilidad de que, en caso que resulte necesario a los fines del almacenamiento, por razones técnicas, la extracción de hidrocarburos existentes, los

³⁶ 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”.

titulares puedan proceder a la extracción de los mismos. Considero que nuestra normativa también debería contemplar ese permiso a modo de que no se entienda que están efectuando actividades extractivas cuando, por el contrario, forma parte de la actividad propia del almacenamiento la extracción técnica necesaria.

Lo anterior sin perjuicio de lo que se regule en torno a la posibilidad de otorgar dos concesiones sobre una misma superficie (concesión de almacenamiento y concesión de explotación).

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 subterráneo³⁷. Asimismo, indica que se establecerán las tarifas máximas que los concesionarios podrán percibir para almacenar gas natural perteneciente a terceros.

v) Plazos

La Ley establece un plazo de 25/35 años –según sean consecuencia de permisos 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 concesión³⁸. Asimismo establece que las solicitudes de prórroga deberán presentarse con una antelación no menor de seis meses al vencimiento de la concesión.

D. Estados Unidos de América

³⁷ 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.”

³⁸ 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.”

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*)³⁹.

“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 yacimiento⁴⁰.”

“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 clientes⁴¹”.

“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 estatales⁴²”.

E. Regulación del gas natural y el almacenamiento subterráneo en ciertos países de Europa y Asia

A continuación se detalla la regulación del gas en ciertos países del continente europeo y de Asia. Ello a los fines de identificar la normativa en caso que se requiera analizar casos adicionales a los indicados en los puntos A) y B) anteriores.

³⁹ EIA (Independent Statistics and analysis) U.S. Energy Information Administration. “The Basics of Underground Natural Gas Storage. 16 de noviembre de 2015. <https://www.eia.gov/naturalgas/storage/basics/> . Consultado el 27 de noviembre de 2020. Traducción libre.

⁴⁰ EIA. 2015.

⁴¹ EIA. 2015.

⁴² EIA. 2015.

Country	European legislation	National legislation	Storage specific regulations
Austria	Direction 2009/73/EG Regulation 715/2009	Gaswirtschaftsgesetz 2006 (Natural Gas Act 2006) Gaswirtschaftsgesetz Entwurf 2011 (draft Natural Gas Act 2011)	Direction 2009/73/EG Regulation 715/2009 Gaswirtschaftsgesetz 2006 (Natural Gas Act 2006) Gaswirtschaftsgesetz Entwurf 2011 (draft Natural Gas Act 2011) GGSSO CAM & CMP
Czech Rep	2009/73/EC of the Parliament and of the council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC	Public notice on the Gas Market Rules	
Germany	Regulation (EU) No 994/2010 of the European Parliament and of the Council of 20 October 2010 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC Regulation (EU) No 994/2010 of the European Parliament and of the Council of 20 October 2010 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks and repealing Regulation (EC) No 1775/200	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) vom 17. Juli 2005 Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetz Zugangsverordnung) vom 03.09.210	
Finland	Directive 2009/73/EC. However, Finland has derogations from opening of gas market as long as the Finnish natural gas network is not directly connected to the interconnected system of any other Member State and having only one main external supplier (as it is today).	Natural Gas Market Act (Maakaasumarkkinalaki) 508/2000. Natural Gas Market Degree (622/2000)	No specific regulations

Hungary	<p>DIRECTIVE 2009/73/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas, REGULATION (EC) No 715/2009 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks, REGULATION (EC) No 713/2009 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 establishing an Agency for the Cooperation of Energy Regulators, REGULATION (EU) No 994/2010 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 20 October 2010 concerning measures to safeguard security of gas supply</p>	<p>Act XL of 2008 on Natural Gas Supply, Government Decree No. 19/2009 on the enforcement of certain provisions of Act XL of 2008 on Natural Gas Supply Decree No. 31/2009. (VI. 25.) KHEM on fixing the fees for system use of natural gas, Act No. XXVI of 2006 on Strategic storage of Natural Gas, Decree No. 75/2007. (VIII. 17.) of Minister of Economy on the rules of use of strategic storage stocks, Government Decree No. 265/2009 on the restriction of gas supply, on the use of strategic storage stocks and about the issues needed in crisis situation of gas supply, Decree No. 13/2011. (IV. 7.) of Minister of National development on the quantity, sale and supplement of natural gas strategic stocks,</p>	<p>Act No. XXVI of 2006 on Strategic storage of Natural Gas, Decree No. 75/2007. (VIII. 17.) of Minister of Economy on the rules of use of strategic storage stocks, Government Decree No. 265/2009 on the restriction of gas supply, on the use of strategic storage stocks and about the issues needed in crisis situation of gas supply, Decree No. 13/2011. (IV. 7.) of Minister of National development on the quantity, sale and supplement of natural gas strategic stocks,</p>
---------	--	--	--

Italy	<p>Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council of 22 June 1998 ("Gas Directive") concerning common rules for the internal market in natural gas. - Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 co</p>	<p>Legislative Decree No. 164 of 23 May 2000 on implementation of Directive 98/30/CE concerning common regulations for the internal natural gas market. - Law No. 239 of 23 August 2004 on restructuring of the energy sector, as well as delegation to the g</p>	<p>Delibera No. 26/02 of Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas concerning criteria for determining the tariffs for natural gas storage for the regulatory period 1 April 2002 – 31 March 2006. - Delibera No. 49/02 of Autorità per l'Energia Elettrica e</p>
Portugal	<p>DIRECTIVE 2009/73/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009, concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC; REGULATION (EC) No 715/2009 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009, on conditions for access to the natural gas transmission networks; REGULATION (EU) No 994/2010 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 20 October 2010, concerning measures to safeguard security of gas supply.</p>	<p>Decree-Law n.º30/2006 of 15 February; Decree-Law n.º140/2006 of 26 July; Decree-Law n.77/2011 of 20 June.</p>	<p>Dispatch ERSE n.º 4878/2010 approving the following documents: 1. Third Party Access Code to natural gas infrastructures; 2. Quality Service Code to natural gas sector; 3. Natural gas tariff Code; 4. Commercial Relations Code.</p>

Spain	DIRECTIVE 2009/73/EC DIRECTIVE 2004/67/EC Regulation UE 994/2010	LAW 12/2007 Royal Decree 1716/2004 Royal Decree 1434/2002 Royal Decree 949/2001	Order ITC/3862/2007 Order ITC/863/2009 Resolution 14 March 2008 Resolution 19 may 2008 Order ITC/3354/2010
Slovakia	REGULATION (EC) No 715/2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks and repealing Regulation (EC) No 1775/2005, REGULATION (EC) No 994/2010 of 20 October 2010 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC, DIRECTIVE 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC	Act No. 276/2001 Coll. Of 14 June 2001 on Regulation in Network Industries and on amendments to certain acts, Act No. 656/2004 Coll. of 26 October 2004 on Energy and on amendments to certain acts, •Order of the Slovak Government No. 409/2007 Coll. setting the rules for gas market functioning on the version of the Order of the Slovak Government No. 212/2010 Coll.,	Ordinance of the Regulatory Office for Network Industries No. 216/2011 Coll. stipulating the price regulation in gas sector, Operational Orders of the underground gas storage operators, •Ordinance of the Regulatory Office for Network Industries No. 208/2008 Coll. setting the application details and the list of documents for granting an exemption from the duty to secure third parties access to the network and storage facility for new significant gas equipment or reconstructed gas equipment, •Ordinance of the Regulatory Office for Network Industries No. 328/2008 Coll. setting the quality standards of gas supplied and services provided in gas sector in the version of the Ordinance of the Regulatory Office for Network Industries No. 94/2011 Coll.,

43

F. 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 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 mismo⁴⁴.”

La propuesta de reforma que plantea el legislador del Grupo Parlamentario de Morena, precisa que un “yacimiento agotado” es el espacio poroso en el subsuelo que ha sido declarado por

⁴³ “Study on Underground Gas Storage in Europe and Central Asia. Unated Nations. Geneva, 2013. https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/wpgas/pub/Report_UGS_Study_www.pdf . Consultado el 3 de diciembre de 2020.

⁴⁴ GAMA, Israel. 10 de septiembre 2020. “Presenta Senador iniciativa para impulsar el almacenamiento de hidrocarburos”. <https://globalenergy.mx/noticias/hidrocarburos/presenta-senador-iniciativa-para-impulsar-el-almacenamiento-de-hidrocarburos/>. Consultado el 3 de diciembre de 2020.

la Comisión Nacional de Hidrocarburos como económicamente inviable para realizar actividades de Extracción de Hidrocarburos⁴⁵.

Entre los beneficios que podría traer aparejada dicha actividad el senador destacó: 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-; el desarrollo de infraestructura de almacenamiento de gas natural; 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, precisó, 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 tanque.” Tal es el caso respecto a la legislación existente en la República Argentina por cuanto tampoco ha contemplado la regulación de la presente actividad.

VI. PROPUESTA DE UNA LEY NACIONAL – MODIFICACIÓN DE LA LEY DE HIDROCARBUROS

Para dar solución a los problemas planteados en la presente tesis proponemos la modificación de la Ley Nacional de Hidrocarburos por los motivos que se detallarán en el presente apartado.

Debemos tener en cuenta que la propuesta de regular el almacenamiento subterráneo de hidrocarburos bajo el presente se presenta como una sugerencia de creación de un nuevo tipo de concesión en el marco de la actividad hidrocarburífera que resultaría aplicable en toda la Nación Argentina.

Consideramos que la creación de un nuevo tipo de concesión hidrocarburífera forma parte de la política nacional y por ende debe ser regulado por la Nación en el marco de la Ley Hidrocarburos.

En este sentido, el artículo 3 de la Ley de Hidrocarburos⁴⁶ 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

⁴⁵ “Presentan iniciativa para regular “yacimientos agotados”. 9 de septiembre de 2020.

<http://comunicacion.senado.gob.mx/index.php/informacion/boletines/49119-presentan-iniciativa-para-regular-yacimientos-agotados.html>. Consultado el 3 de diciembre de 2020.

⁴⁶ Art. 3 Ley de Hidrocarburos: “El Poder Ejecutivo nacional fijará la política nacional con respecto a las actividades mencionadas en el artículo 2º, teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad.”

adhirió la CSJN- en el fallo “Apache Energía Argentina SRL c/ Provincia de Río Negro” de fecha 26 de marzo de 2009 entendió que: “Sin perjuicio de que el art. 124 in fine, CN 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. 3º y 4º).

La misma decisión recayó en las causas CSJ 495/2009 (45-C)/CS1 “Chevron Argentina S.R.L c/ Santa Cruz, Provincia de y Estado Nacional s/ acción declarativa de certeza”; CSJ 1015/2009 (45 C) CS1 “Colhue Huapi S.A. c/ Chubut, Provincia del s/acción declarativa de certeza e inconstitucionalidad”; CSJ 746/2010 (46 C)/CS1 Chevron Argentina S.R.L c/ Mendoza, Provincia de s/ acción declarativa de certeza”; CSJ 74712010 (46 C)/CS1 “Chevron Argentina S.R.L c/ Río Negro, Provincia de y otro s/ acción declarativa de certeza”⁴⁷.

Asimismo, consideramos que la regulación de la presente 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 articulados de dicha ley.

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

Teniendo en cuenta los plazos y demoras de una modificación legislativa de ésta índole – modificación de la Ley de Hidrocarburos a nivel Nacional- creemos que debe ser inminente el tratado de la misma para no continuar demorando las inversiones asociadas a la presente actividad.

A. La facultad de la Nación para regular la figura de Concesión de Almacenamiento Subterráneo

⁴⁷ “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”. CIJ- Centro de información Judicial. <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> ; revisado el 11 de diciembre de 2020.

i) 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 provincias⁴⁸.

Asimismo la Ley 26.197 del año 2007 (la “Ley Corta”), ha ratificado lo establecido en dicho artículo 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.

Su artículo 2 establece: “A partir de la promulgación de la presente ley, las provincias asumirán en forma plena el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios y en el lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas, quedando transferidos de pleno derecho todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos, así como cualquier otro tipo de contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado nacional en uso de sus facultades, sin que ello afecte los derechos y las obligaciones contraídas por sus titulares. Las regalías hidrocarburíferas correspondientes a los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos en vigor al momento de entrada en vigencia de la presente ley, se calcularán conforme lo disponen los respectivos títulos (permisos, concesiones o derechos) y se abonarán a las jurisdicciones a las que pertenezcan los yacimientos.”

En consecuencia, a partir de la Ley Corta, las provincias pasaron a ejercer, entre otras, las actividades de control y fiscalización; a ser acreedoras del cumplimiento de las obligaciones legales y/o contractuales en materia de inversiones, explotación racional de los recursos, información, y pago de cánones y regalías.

Asimismo al ser ellas autoridad de aplicación son ellas quienes resuelven y disponen la extensión de los plazos legales y/o contractuales en materia de recursos naturales y aplican el régimen sancionatorio (multa, suspensión en los registros, caducidad y cualquier otra sanción prevista en los pliegos de bases y condiciones o en los contratos).

⁴⁸ Art. 124 CN: “(...) Corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio.”

Con independencia del dominio originario reconocido a las provincias, los artículos 121, 126⁴⁹ y 75 inciso 12⁵⁰ de la Constitución Nacional ponen de manifiesto que éstas han delegado en el Congreso Nacional la facultad de dictar un código de los recursos naturales⁵¹.

En miras de lo anterior, consideramos que la inclusión de la figura del almacenamiento subterráneo en la Ley de Hidrocarburo con los lineamientos generales aplicables a la misma, no resulta en contra de lo establecido en las normativas detalladas en el presente apartado. En este sentido, consideramos que cada provincia podrá legislar la reglamentación de la presente modificación legislativa, las cuestiones particulares de implementación, sanciones y procedimientos particulares a aplicarse en cada provincia.

Asimismo será cada provincia la autoridad de aplicación a otorgar tales concesiones y cobrar lo que corresponda en torno a ellas.

ii) Breve distinción entre dominio y jurisdicción

Tanto la doctrina como la jurisprudencia distinguen entre los conceptos “dominio” y “jurisdicción”. Por “dominio” se entiende al 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 al aprovechamiento de la misma.

Al respecto, la Corte Suprema de Justicia Nacional (la “CSJN”) 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

⁴⁹ Artículo 126 CN: “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.”

⁵⁰ Art. 75 CN “Corresponde al Congreso: (...) “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.”

⁵¹ CASSAGNE; Juan Carlos; 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); <http://www.cassagne.com.ar/publicaciones/ La propiedad de los yacimientos de hidrocarburos su relacion con las potestades nacionales y provinciales. .pdf>; Visitado el 9 de noviembre de 2020.

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.⁵²”

La doctrina también ha indicado que el dominio y la jurisdicción pueden ser de distintos titulares⁵³.

“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 regulación⁵⁴.” En el marco de dicho debate también se mencionó que “si al dominio le quitamos la jurisdicción, queda absolutamente vacío.⁵⁵” Asimismo, se propuso incorporar dicho término (jurisdicción) de manera expresa en la norma.⁵⁶

“La posición que se impuso, sin embargo, 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 Nacional la facultad de reglar las relaciones jurídicas que nacen del uso y del aprovechamiento de los recursos naturales⁵⁷.”

⁵² Fallo 154:312, CSJN.

⁵³ SACRISTAN, Estela B., “Los recursos naturales en la Constitución Nacional argentina:

La cuestión del dominio originario” ISSN: 0719-5591, citando a BADENI 2010, 560: “El dominio conlleva jurisdicción, aunque no necesariamente exista unidad en sus titulares”; *Ibidem*, 561: “El reconocimiento del dominio originario, reiteramos, no siempre queda equiparado con la potestad jurisdiccional”. En igual sentido, DE SIMONE 2007, 75, también en El Dial.com, DC1D68: “Hemos adelantado que la reforma constitucional de 1994 reconoció a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio. Sin embargo, hemos tenido oportunidad de señalar que este reconocimiento no implica sustraer a estos bienes de la jurisdicción exclusiva del Congreso Nacional”.

⁵⁴ SARAVIDA, Luis Adolfo, “El petróleo y las provincias”, LL 1999- B- 1182

⁵⁵ FRÍAS, Pedro; Introducción al Derecho Público Provincial, Parte Tercera "Dominio y Jurisdicción de la Nación y las Provincias", editorial Depalma, Buenos Aires, 1980, págs. 169-170, citado por SARAVIDA, Luis A. , “La cláusula de la prosperidad y la ley de inversiones mineras”, LL 1998-B, pág. 1130.

⁵⁶ Así, el convencional Antonio Achem sugirió agregar, con alusión a las Provincias, la frase siguiente: “Ejercen la jurisdicción sobre todas estas materias” (Diario de Sesiones de la Convención Nacional Constituyente, 28ª Reunión, 3ª Sesión Ordinaria, 10 y 11 de agosto de 1994, pág. 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” (Diario de Sesiones de la Convención Nacional Constituyente, 28ª Reunión, 3ª Sesión Ordinaria, 10 y 11 de agosto de 1994, pág. 3862).

⁵⁷ Cassagne. Citando a: DE SIMONE, Orlando, “El dominio originario de los recursos naturales”, LL 1997-C-1440, y “Los hidrocarburos y el medio ambiente. Los artículos 41 y 124 de la Constitución Nacional”, LL 1998-C-1288. Ampliar en SARAVIDA, Luis A., “La cláusula de la prosperidad y la ley de inversiones mineras”, LL 1998-B-1130, y “El petróleo y las Provincias”, LL 1999-B-1182. Este autor señala que “si bien con arreglo al último párrafo del art. 124 de la Constitución Nacional, las Provincias son titulares del dominio originario de los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos existentes en sus territorios, la jurisdicción sobre los mismos, entendida como la potestad para legislar sobre ellos, corresponde al Congreso de la Nación”. Asimismo, ver: AHUMADA, Horacio, “La Ley de protección ambiental para la minería N° 24.585”, LL 1996-E-1361; y CORNEJO COSTAS, Carlos, y BOSCH,

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, tal como la provincia de Neuquén, ha dictado leyes y reglamentaciones en materia de hidrocarburos.

Cierta doctrina y jurisprudencia de la Corte Suprema de Justicia Nacional (la “CSJN”) entienden que, sin perjuicio de haberse otorgado a las provincias el dominio originario de los hidrocarburos, la Nación conserva la jurisdicción en la materia hidrocarurífera, es decir, el derecho a legislar.

VII. CONCLUSIÓN

Como consecuencia de los estudios de la legislación actual, doctrina, jurisprudencia y derecho comparado en relación a la actividad de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos en yacimientos depletados efectuados bajo la presente tesis, 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 presente actividad bajo la normativa vigente. Ello como consecuencia de los vacíos legales existentes en la materia, los cuales han sido individualizados y detallados bajo la presente tesis.

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 dicha modificación. En determinados aspectos en particular con características interdisciplinarias -que consideramos deben ser debatidos 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, DNUs, o leyes provinciales.

Fernando A. (h), “El régimen actual de regalías en el Derecho Minero Argentino ¿cuestión de federalismo o de conveniencia nacional?”, ED 175-873.

En miras de lo anterior es nuestra intención que la presente tesis resulte de herramienta para impulsar la legislación de la presente actividad y así facilitar las inversiones en relación a esta actividad en la República Argentina.



Universidad de
SanAndrés