



APUNTES SOBRE LA SITUACIÓN ENERGÉTICA

Contexto internacional, el próximo debate sobre un proyecto para inversiones hidrocarburíferas y alternativas para un nuevo paradigma

Agosto 2021

Gustavo Lahoud

Claudio Lozano



Apuntes sobre la situación energética. Hacia un nuevo paradigma.

I. Introducción.

En el discurso de apertura de Sesiones Ordinarias del Congreso Nacional, el Presidente de la Nación, Alberto Fernández, esbozó una serie de propuestas programáticas sobre varias líneas de políticas públicas con el objetivo fundamental de consolidar un proceso virtuoso de crecimiento económico hacia un desarrollo integral de nuestra comunidad.

Entre esas propuestas, se señaló que nuestro país necesitaba una nueva legislación destinada a promover la actividad hidrocarburífera de modo tal de dinamizar adecuadamente las inversiones necesarias para aumentar niveles de disponibilidad de energía en un contexto excepcional condicionado fuertemente por la pandemia de la Covid 19.

Esas breves palabras sobre este proyecto, incorporadas en un conjunto de propuestas que indicaban el camino de las realizaciones que la administración nacional esperaba poner a consideración del máximo órgano deliberativo de la Argentina, no se han transformado, hasta el momento, en un proyecto concreto sometido a debate abierto en el marco del sistema político-institucional argentino.

Por ende, esta situación, sumada a la precariedad del contexto internacional pandémico y a la volatilidad e incertidumbre reinantes sobre el devenir de la coyuntura global atravesada por multiplicidad de conflictos e intereses contrapuestos entre actores estatales y privados con amplia capacidad de proyección de fuerzas, no resulta extraña ante los ojos de analistas y observadores atentos de la realidad mundial, regional y nacional, más aún teniendo en cuenta el dominante escenario de excepción e incertidumbre.

Si observamos algunos aspectos centrales de las tendencias del gran juego geoestratégico de la energía en el orden mundial, parecen escenificarse apuestas que se traducen en agendas que promueven intereses contrapuestos en algunos casos y complementarios en otros.

Nos referimos puntualmente a algunos de los debates que surcan la problemática energética mundial y que se relacionan con los discursos de las llamadas *transiciones*

*productivas energéticas*¹, lo que supone, fundamentalmente, dar cuenta de la profundidad y alcance de algunas fuerzas que pueden identificarse y que están en plena evolución en el sistema internacional.

Una de ellas, remite al debate creciente sobre la relevancia estratégica del cambio climático y la prioridad que muchos países- Tratado de París mediante- comienzan a darle a la planificación de políticas públicas con objetivos múltiples que van desde la descarbonización de los sistemas de producción de energía, hasta la intensificación de las inversiones tanto en energías no convencionales renovables como en procesos crecientes de eficiencia energética orientados al logro de comunidades más resilientes y sustentables, a la luz de los compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que los distintos países internalizan en sus procesos decisorios.²

Por cierto, este debate está en pleno desarrollo en el contexto mundial y la asunción de la Administración Biden en Estados Unidos- que comprometió reducir a la mitad las emisiones de gases contaminantes para 2030 en la Cumbre Climática realizada en abril de 2021- es una de las tendencias que resulta fundamental observar en el mediano y largo plazo.³

A su vez, la larga marcha de la Unión Europea en el logro de políticas más sustentables ligadas a la desfosilización⁴ de sus matrices energéticas y a la introducción paulatina de nuevas fuentes renovables de generación junto con un enfoque sistémico oferta-demanda centrado en la búsqueda de mayor eficiencia y reducción de la intensidad energética⁵ de sus sistemas, o la apuesta creciente de China⁶ tanto por las nuevas energías

¹ [Las transiciones energéticas | Taller Ecologista](#)

² [Visiones globales de la transición energética | Economics for Energy Blog \(wordpress.com\)](#)

³ [Cambio climático: Biden promete recortar las emisiones de CO2 de EE.UU. a la mitad para finales de década - BBC News Mundo](#)

⁴ La Unión Europea trabaja desde hace cuatro décadas en políticas de eficiencia energética con programas compartidos que deben supervisarse permanentemente y que establecen mandatos en función del logro de mejores estándares de eficiencia en los sistemas energéticos. Asimismo, países como Alemania, Dinamarca, Suecia, España, Holanda, entre otros, han encarado en las últimas tres décadas programas de desarrollo paulatino de energías renovables.

⁵ La intensidad energética es un indicador fundamental para medir el grado de eficiencia energética de los sistemas. Fundamentalmente, se trata de medir los ratios de consumo de energía en función de cada unidad de producto generado por la economía. En tal sentido, algunos de los grandes retos que enfrenta la humanidad a la hora de reducir la intensidad de los sistemas energéticos, es el caso de transporte automotor público y privado, que es uno de los sectores de usos finales de la energía que tiene los mayores estándares de consumo del mundo. Luego, las industrias y los hogares son los otros sectores clave en los que es importante avanzar en menos consumo de energía por unidad de producto.

⁶ [China y el reto de la transición energética – Ategi](#)

como por el mayor desarrollo de otras fuentes como la nuclear o la hidroeléctrica, constituyen sólo algunas de las tendencias que se observan en el panorama mundial.

Estos procesos identificados forman parte, de una manera u otra, del complejo mosaico de debate creciente por las denominadas transiciones productivas energéticas, que asumen diversas caracterizaciones en función de las geografías concernidas. No es objetivo de este documento trabajar en particular la identificación de estos enfoques aludidos, pero sí resulta esencial señalar que las tendencias hacia las transiciones energéticas y los cambios productivos implicados no se instalan en dinámicas de carácter universalista que disuelven contradicciones e intereses contrapuestos en la arena internacional, tan variada y asimétrica en términos de distribución y capacidades de poder, sino que deben ser descritas y comprendidas bajo las particulares condiciones objetivas reinantes en las distintas geografías regionales y nacionales. Dicho esto, es importante considerar que este debate sobre las transiciones opera en distintos niveles de análisis, desde lo mundial- con el protagonismo de los organismos internacionales⁷ en estos debates-, hasta lo regional, lo nacional y aún los niveles subnacionales⁸ de gobierno.

Por otro lado, una de las tendencias en dinámica permanente, está asociada a la promoción de procesos de exploración y posible explotación en lo que denominaríamos áreas de difícil acceso en lo que respecta a la geoestrategia hidrocarburífera mundial. Así, desde los nuevos recursos no convencionales- el esquisto o shale con particular relevancia-, hasta diversos tipos de crudos pesados y extrapesados que pueden alojarse en cuencas sedimentarias onshore u offshore, constituyen uno de los ejes de las apuestas inversoras protagonizados, en las últimas dos décadas, por las grandes firmas trasnacionales occidentales de la energía, hasta grandes empresas con fuerte impronta

⁷ La Organización Internacional del trabajo (OIT) plantea, en los últimos años, un enfoque centrado en la llamada Transición Justa en las economías mundiales, y para ello convoca a reuniones tripartitas con los sectores gubernamentales, empresariales y sindicales de sus países miembros. Estos debates giran en torno a diversos ejes que cruzan las dinámicas sectoriales de las economías, los procesos de descarbonización, la creación de condiciones adecuadas para la creación de nuevos empleos dignos y el desarrollo de la denominada economía verde. Asimismo, distintas agencias de las Naciones Unidas y foros de organizaciones no gubernamentales, entre otros, han encarado convocatorias bajo la enigmática frase de Nuevo Acuerdo Verde (Green New Deal).

⁸ En este aspecto, pueden señalarse los procesos ligados a las ciudades sostenibles, que incorporan debates tendientes a nuevos esquemas de planificación de las actividades económicas y de los bienes públicos provistos en las urbes a los efectos de mejorar los estándares de eficiencia en el funcionamiento del sistema socio-urbano. Junto con ello, se centran las miradas en la construcción de hábitats dignos, con la mirada puesta en el mejoramiento de la calidad de vida y en la lucha contra las desigualdades crecientes en los espacios públicos urbanos y periurbanos.

estatal o de control mixto, como es la realidad que se observa desde Rusia hasta China y algunos países asiáticos, africanos y latinoamericanos.⁹

Estas estrategias, sin embargo, deben ser permanentemente evaluadas al compás del avance de las tendencias relacionadas a la dinámica del cambio climático y las transiciones, aunque es importante tener en cuenta que, desde 2003 hasta 2014, en momentos en que se produjeron dos grandes olas de incrementos de los precios de los commodities energéticos y alimenticios, desde las grandes empresas trasnacionales hasta otras empresas nacionales de hidrocarburos, protagonizaron pujas crecientes por el control de lo que el analista Michael Klare¹⁰ denomina recursos fósiles de difícil acceso. Ese ciclo alcista, fue interrumpido por la crisis financiera de 2008 y, desde 2015, estamos ante escenarios de mayor incertidumbre y volatilidad, con persistentes problemas para el crecimiento sostenido de las economías.

A su vez, en ese gran juego geoestratégico descrito, las aguas del golfo de México, el litoral marítimo del presal brasileño, Vaca Muerta en la cuenca neuquina en Argentina y posiblemente el Atlántico Sur con sus recursos hidrocarburíferos y minerales alojados en la amplia Plataforma Continental Argentina, son algunos de los puntos críticos que pueden constituirse en áreas de creciente interés en la mirada de las grandes compañías hidrocarburíferas mundiales.

Por cierto, los EEUU hace ya quince años que han consolidado la llamada revolución hidrocarburífera no convencional, que les ha permitido erigirse en un gran productor de hidrocarburos al punto que las relaciones de fuerza en el mercado petrolero y gasífero mundial, orientadas en las últimas décadas a la preeminencia de los grandes productores del Cercano Oriente y la relevancia de Rusia, se desbalancearon paulatinamente al compás del aumento persistente de la oferta interna de hidrocarburos que los EEUU consolidaron¹¹. Esa apuesta tuvo como uno de los principales destinatarios a los países exportadores de la OPEP, que en la última década intentan orientar un ejercicio permanente de ajustes en los niveles de oferta de hidrocarburos con el objetivo de neutralizar en parte la creciente oferta de los EEUU con su posible incidencia en una baja persistente de precios y, simultáneamente, con el fin de matizar la creciente relevancia de la producción no convencional. Este esquema de pujas volátiles e inciertas,

⁹ [El nacionalismo de recursos energéticos desata una nueva guerra fría \(lavanguardia.com\)](http://lavanguardia.com)

¹⁰ [“De cómo la escasez de recursos y el cambio climático podrían producir una explosión global”:](#)

[Michael T. Klare | \(marxismocritico.com\)](http://marxismocritico.com)

¹¹ [Estados Unidos ya ganó esta guerra: la seguridad energética | Alto Nivel](#)

van de la mano de fuertes apalancamientos financieros en el mercado de Wall Street que, al momento del estallido de la pandemia de la Covid 19, implicaron que miles de puestos de trabajo y muchas empresas hidrocarburíferas de mediano porte, sufrieran pérdidas masivas en el reacomodo violento que se produjo desde abril de 2020 con la baja abrupta de precios como consecuencia de la caída en picada de la demanda, en el peor momento de la pandemia.¹²

Este cuadro complejo parece estar en vías de superación parcial a medida que los precios y la economía muestran niveles de recuperación, aunque dispar y heterogénea, desde el último trimestre de 2020, confirmado con los números del primer semestre de 2021. Sin embargo, el panorama de incertidumbre, conflictividad y volatilidad, asociado a la posible intensificación de las disputas geoestratégicas entre China y EEUU y EEUU y la Federación Rusa, por citar dos de los ejes de tensión en el sistema internacional, deberían hacernos reflexionar sobre la actitud de paciencia estratégica que es necesario priorizar en este contexto turbulento.

Luego de este breve panorama internacional, necesario para comprender algunas de las alternativas en juego, resulta relevante meternos en la dinámica del debate nacional en la administración del Frente de Todos, a la luz de lo que inicialmente se comentó sobre la posible apuesta a un nuevo proyecto de promoción de inversiones hidrocarburíferas en la Argentina.

Veamos, entonces, cuáles son los principales ejes. Luego, en una tercera sección, abordaremos las líneas centrales de una propuesta energética nacional sometida a debate abierto.

II- Ejes centrales de la propuesta de promoción de inversiones hidrocarburíferas.

Durante el primer semestre de 2021, comenzaron a debatirse entre diversas instancias que cruzan desde funcionarios hasta expertos de centros de estudios de energía y empresas líderes del sector, ejes vinculados a una nueva legislación de promoción de las inversiones hidrocarburíferas en nuestro país. Si bien no se ha dado a conocer un proyecto oficial al momento de escribir estas líneas, no es menos cierto que en estos meses estos debates han estado presentes en los círculos señalados. Tal es así, que un medio especializado en el seguimiento de las dinámicas productivas energéticas y mineras- EconoJournal¹³-,

¹² [Visión energética del próximo Presidente de los Estados Unidos – Graviton \(gravitoncr.com\)](https://www.gravitoncr.com)

¹³ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

publicó hacia fines de junio del corriente año un artículo con un borrador completo del complejo y extenso proyecto promocional que está bajo consideración. En tan sentido, resulta interesante enhebrar descripciones y reflexiones analíticas a la luz del “clima de época” que nuestra comunidad nacional atraviesa en lo que respecta a uno de los ejes programáticos fundamentales para la organización de un proceso productivo sólido y dinámico, como la política energética. Veamos algunas puntualizaciones en términos contextuales.

En primer lugar, los planteos conocidos apuntan a fortalecer esquemas de promoción de inversiones, tanto de escala como menos significativas, en el conjunto de las cuencas sedimentarias productivas de la Argentina.

Por cierto, debe señalarse que, en la última década y media, nuestro país ha atravesado por distintas instancias de debate nacional atravesadas por la centralidad de las crecientes insuficiencias acumuladas desde la década de los '90 hasta mediados de la primera década del siglo XXI, período en el que primó un esquema en la economía política de los hidrocarburos orientado al logro de máximos niveles de rentabilidad en el menor tiempo posible.

En efecto, la desregulación, liberalización y simultánea privatización y desguace de buena parte del sistema energético en sus subsectores hidrocarburífero y eléctrico, fue el eje central de las llamadas Reformas del Estado en el sector energético nacional, llevadas adelante en los primeros años de la administración Menem. Ese esquema resultó, entonces, en un enfoque productivista complementado con un diseño exportador creciente desde la segunda parte de la década de los '90, lo cual llevó, hacia mediados de los 2000, a una doble crisis de estancamiento y posterior caída productiva en petróleo y gas, una reducción relevante de reservas probadas- la gran herencia del período previo dominado por la hegemonía productiva de YPF-, la insuficiencia creciente en materia de exploración e incorporación de nuevas reservas y la acentuación de la dinámica de crisis con la aceleración exportadora identificada.

Asimismo, las reformas encaradas en los '90, tuvieron como eje la enajenación de YPF, cuyo paquete accionario fue adquirido en su casi totalidad por la empresa española Repsol. En ese camino, el Estado nacional y los estados provinciales productores de hidrocarburos, que poseían un cuarto de las tenencias accionarias de la empresa, enajenaron sus participaciones en favor de la empresa española.

Adicionalmente, el proceso llamado de federalización de hidrocarburos, implicó que la vieja ley heredada de los tiempos de Onganía, la 17.319, fuera modificada para introducir el dominio de los recursos hidrocarburíferos presentes en territorios provinciales, en cabeza de esas administraciones. Asimismo, se estableció que los recursos que se encontraran dentro de las 12 millas marinas contadas desde las líneas de base establecidas por la ley 23.968, pertenecían a las respectivas jurisdicciones con litoral marítimo. Este esquema fue consolidado con la llamada ley corta 26.197¹⁴, de fines de 2006, durante la administración de Néstor Kirchner.

Justamente, hacia 2006, se hizo evidente que el sistema de explotación hidrocarburífera era crecientemente insostenible. Así, comenzaron a ensayarse medidas que implicaron la suspensión de exportaciones y, cuando el estancamiento productivo se hizo elocuente hacia 2007/2008, se allanó el camino para la posterior recuperación de la tenencia accionaria mayoritaria de la empresa YPF por parte del Estado nacional y los Estados provinciales productores de hidrocarburos.

Durante 2012, la llamada ley de Soberanía Hidrocarburífera 26.741¹⁵, plasmó ese clima de época, al que se llegó aún con mayor debilidad como consecuencia de lo que fue el fallido proceso de “argentinización” de la empresa de la mano de la incorporación del Grupo nacional Eskenazi como accionista de hasta el 25% del paquete de la compañía. Por cierto, la ley sancionada en el gobierno de Cristina Fernández, en 2012, mantuvo inalterable el entramado de la llamada federalización de los hidrocarburos, consolidando de ese modo a las provincias como actores centrales de todo el proceso político-institucional, económico, normativo y social de la actividad hidrocarburífera. Simultáneamente, esa legislación habilitó la declaración de utilidad pública sujeta a expropiación del 51% del patrimonio de YPF S.A. y la declaración de interés público nacional del logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, junto con otros cambios que implicaron la consolidación de un esquema de intervención híbrida desde el Estado nacional en materia de política hidrocarburífera.

Un aspecto adicional es que, hacia 2010-2011, la empresa YPF comenzó a pergeñar una estrategia de exploración y posterior puesta en producción de los recursos no convencionales que, hasta ese momento, no habían sido explotados ya que su particular

¹⁴ <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/120000-124999/123780/norma.htm>

¹⁵ <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/195000-199999/196894/norma.htm>

geología requería la puesta en marcha de significativos procesos de capitalización y de incorporación de nuevas tecnologías productivas de la mano de la técnica del fracking.

Ciertamente, el panorama internacional, una década atrás, tenía a los EEUU como actor estratégico central en el paradigma de la nueva explotación de los recursos no convencionales y todas las miradas se dirigieron a ese mercado que, desde ese momento, se convirtió en paradigma identificado a los efectos de estudiar la organización del denominado “ecosistema productivo” del shale, con sus diversos componentes asociados, desde mecanismos de financiamiento y promoción, hasta actores y encadenamientos de valor.

Este racconto resulta necesario para comprender el contexto en el que proyectos como el que se están debatiendo en nuestra coyuntura energética nacional se reactualizan.

En tal sentido, manifestamos los siguientes aspectos relevantes:

El objetivo central de este enfoque es la generación de condiciones económicas, crediticias, técnico-operativas y tecnológicas adecuadas para la consolidación de proyectos hidrocarburíferos en nuestro territorio. Desde hace más de una década, el subsistema hidrocarburífero nacional, funciona básicamente a través del diseño de permanentes planes o programas de incentivos que implicaron la implementación de subsidios a la oferta dolarizados, que trasuntan costos de oportunidad atractivos para los potenciales inversores. Así, desde 2013 en adelante, hemos asistido a diversas versiones de planes de incentivos de producción de gas natural¹⁶, destinados mayormente al desarrollo de los recursos no convencionales, aunque también los convencionales. También, distintas administraciones han implementado, en diversas oportunidades, esquema de precios sostén del crudo ante bajas de las cotizaciones internacionales o aún la introducción de mecanismos de retenciones móviles o fijas. Por ende, se comprende que detrás de cualquier diseño de política pública sobre la actividad hidrocarburífera, existen preconcepciones generalmente compartidas por los elencos gobernantes nacionales y provinciales y por los cuadros empresariales, que trasuntan, una y otra vez, la prioridad de establecer esquemas de incentivos a la oferta que resulten atractivos para el logro de crecientes niveles de disponibilidad de hidrocarburos. Sin embargo, la ausencia de una cosmovisión compartida sobre el diseño estratégico del sistema energético, la consecuente discontinuidad y/o contradicción entre medidas sectoriales

¹⁶ <https://ipypp.org.ar/2020/08/25/un-nuevo-esquema-de-incentivos-al-gas-natural/>

aplicadas en función de una “convicción” más o menos mercado o estado céntrica, impulsan escenarios permanentes de crisis e insuficiencias. Detrás de este nuevo esquema propuesto, se encuentran estas premisas, reactualizadas en la administración de Alberto Fernández con un nuevo plan promocional de producción de gas natural- el llamado Plan Gas 4 puesto en marcha a fines de 2020¹⁷-, que prevé precios diferenciales entre los 3,60 y los 3.70 dólares por millón de btu promedio y precios diferenciales entre 4,60 y 4,75 dólares por millón de btu para el gas puesto a disposición del sistema en los meses invernales. No es el objetivo de este documento avanzar en el análisis de este esquema, que ya ha sido analizado en anteriores ocasiones, pero sí dar cuenta de que este es el contexto predominante. En ese marco, se debate un nuevo esquema promocional de hidrocarburos.

El objeto de la promoción de este proyecto, como se afirmó anteriormente, es el conjunto del sistema productivo nacional hidrocarburífero. **Uno de los primeros aspectos que se señalan es que el régimen propuesto se extiende por 20 años¹⁸, en un contexto internacional marcado por las crecientes tensiones de las agendas de las transiciones energéticas y de los impactos acuciantes del cambio climático, que se manifiestan, incluso, en la propia administración gubernamental.** Ahora, la factibilidad de poner en marcha regímenes promocionales generales de las actividades de exploración y producción de gas natural y petróleo, por un lado, y de regímenes especiales de promoción destinados a proyectos de exploración, producción, industrialización y transporte de hidrocarburos y derivados, por el otro, supone la idea inicial de orientar la promoción a todas las cuencas productivas. Asimismo, se incluye un régimen especial de cancelación para grandes inversores hidrocarburíferos, lo cual está orientado precisamente a los grandes proyectos. Por último, se trabaja en un régimen de promoción para el desarrollo de proveedores regionales y nacionales de la industria hidrocarburífera.¹⁹ Debe señalarse que entre los objetivos centrales se identifica el incremento de la producción y las exportaciones de hidrocarburos, de manera que la orientación escalar está claramente definida en función de convertir a la actividad en proveedora de divisas a partir de los horizontes exportadores que se suponen crecientes a mediano plazo. Estos objetivos están complementados con el desarrollo de procesos de

¹⁷ <https://ipypp.org.ar/2020/04/13/la-cuestion-petrolera-en-el-marco-de-la-emergencia/>

¹⁸ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

¹⁹ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

creciente industrialización de los hidrocarburos en territorio nacional junto con el despliegue de cadenas de valor que permitan crear un ecosistema productivo sólido y con impactos en materia de empleo. En lo que respecta al régimen general de promoción de exploración y producción de hidrocarburos, se establecen líneas base de producción incremental, partiendo de los niveles de extracción del bienio 2019-2020 o de los doce meses previos a la entrada en vigor de la nueva norma²⁰. En estos casos, se comprende que ello rige para todas las cuencas productivas del país y supone controles trimestrales de producción, aunque siempre baja la información entregada bajo declaración jurada por la empresa a cargo del proyecto. La consolidación de este tipo de mecanismos de “control indirecto”, por llamarlo de alguna manera, supone nuevamente no hacer eje en la imprescindible recuperación del rol de regulación y fiscalización que las autoridades competentes del área energética a nivel nacional y provincial deben tener como característica propia del proceso productivo integral de los hidrocarburos. Más allá que podría discutirse desde qué períodos se contabiliza la producción incremental, lo cierto es que nuevamente una cuestión clave como la capacidad real de fiscalización y control del poder público, queda peligrosamente desdibujada. A su vez, sobre la producción incremental efectivamente contabilizada, el 20% podría estar sujeto a exportación, mientras que el 80% restante debe canalizarse al mercado interno²¹. Se establecen cláusulas que permiten el incremento de las exportaciones de crudo a medida que se verifique que los productores obtengan volúmenes incrementales. Aquí nuevamente se registra el vínculo entre el monto del incentivo vía exportación y el aumento de la capacidad extractiva de los proyectos. Esta senda más bien productivista, debería ponerse en línea con un planeamiento integral de la dinámica productiva del sistema energético, en un contexto en el que lo que prima en el mundo es la mayor incertidumbre sobre el desarrollo incremental futuro de las inversiones petrolíferas a la luz de las crecientes inversiones en diversificación de las matrices energéticas. Se establecen criterios de derechos de exportación ligados a mayores o menores incrementos de la cotización internacional del crudo tipo Brent, aunque el 8% que actualmente rige como tope para los derechos de exportación de crudo resulta ser la alícuota más alta que podría aplicarse. Nuevamente, la alta incertidumbre existente sobre el futuro de los mercados globales de

²⁰ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

²¹ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

crudo y las tensiones geopolíticas crecientes, sumado a la volatilidad de estos ciclos económicos, deberían llevarnos a encarar propuestas más orientadas a asegurar la provisión al mercado interno y a la exportación de márgenes producto de la mayor producción. El sesgo claramente exportador se observa también en este tipo de definiciones. Un aspecto adicional, es la creación de una comisión tripartita entre trabajadores, empresarios y las áreas de regulación laboral respectivas, a los efectos de identificar las condiciones laborales y productivas más apropiadas para acompañar un proceso de producción incremental. Esto último, resuena en forma preocupante, ante lo que ha sido el avance flexibilizador en las áreas productivas de la cuenca neuquina durante el período de Cambiemos.

Una arista complementaria que se registra en la propuesta bajo consideración, es la creación de un régimen especial para producciones de petróleo de baja productividad. Allí se establecen mecanismos de incentivos a la exportación y a la libre disponibilidad de divisas más o menos similares a los que regirían para el régimen de incentivos a la producción de petróleo, al tiempo que se dispone la necesidad de disponer mecanismos de recuperación productiva de esos pozos y la posibilidad de unificar concesiones²². También hay referencias a la posibilidad de operar bajo normativa técnica diferencial en lo que respecta a prevención, saneamiento y abandono de operaciones en función de las prácticas más modernas existentes en la industria. Uno de los aspectos más salientes de estos esquemas, es que no hay referencias a los procesos de remediación ambiental de pozos en desuso o que deben ser sellados, mientras que, en realidad, de todas las propuestas incorporadas, **el cruce con la dimensión ambiental no parece estar debidamente internalizado**, lo cual no constituye un dato más sino que resulta más que preocupante dada la experiencia de opacidad, falta de información adecuada y lábiles controles ambientales en todas las áreas productivas de hidrocarburos en Argentina.

Simultáneamente, como se comentó anteriormente, se crea un régimen específico para proyectos de exploración, producción, industrialización y transporte de hidrocarburos y derivados. Para la administración de ese régimen específico, se crea un **Consejo de Inversiones Hidrocarburíferas**²³, que será el encargado de proponer y evaluar criterios diferenciales a ser incorporados para proyectos caracterizados como

²² <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

²³ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

estratégicos. Se identifican **cinco categorías de proyectos de inversión en función de los montos comprometidos**²⁴, con este detalle:

1. Al menos treinta millones de dólares estadounidenses (USD 30.000.000) en proyectos de almacenaje subterráneo de gas natural en un plazo máximo de tres años

2. Al menos cincuenta millones de dólares estadounidenses (USD 50.000.000), para medianas inversiones en Tratamiento, Licuefacción, Transporte, Comercialización y Fabricación de equipos para proyectos de GNL, en un plazo máximo de tres (3) años;

3. Al menos ciento cincuenta millones de dólares estadounidenses (USD 150.000.000) para proyectos de explotación de petróleo crudo o gas natural de origen convencional, Costa Afuera o con recuperación secundaria y/o terciaria, en un plazo máximo de tres (3) años;

4. Al menos trescientos millones de dólares estadounidenses (USD 300.000.000) para proyectos de industrialización, separación, fraccionamiento, tratamiento, transporte y/o refinación de hidrocarburos y derivados, en un plazo máximo de cinco (5) años, con las salvedades que se establecen en el capítulo respectivo de la presente ley, para los grandes proyectos de Infraestructura de Transporte y de Gas Natural Licuado (GNL); y

5. Al menos cuatrocientos millones de dólares estadounidenses (USD 400.000.000) anuales, para proyectos tanto para la producción de gas natural como de petróleo, en etapa de piloto o precedentes al momento de otorgamiento del beneficio, a desarrollar en concesiones de explotación de origen no convencional, durante un período no menor a cinco (5) años consecutivos;

Asimismo, la Autoridad de Aplicación, con aval del Consejo, tendrá la facultad de reducir en hasta un cincuenta por ciento (50%) los montos establecidos precedentemente para casos de proyectos de carácter estratégico, en los términos que el Consejo defina, dado el contexto sectorial y macroeconómico existente al momento de la evaluación del Proyecto y el historial inversor del beneficiario. Este

²⁴ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

tipo de proyectos, abarcan desde la construcción de instalaciones para el almacenamiento de gas natural hasta la posibilidad de desarrollar en gran escala la industria del gas natural licuado para sus usos en transporte por vía terrestre, fluvial y marítima y para su almacenamiento y comercialización. Un punto adicional, que indica que este tipo de esquemas están pensados para escenarios exportadores, es la construcción de instalaciones portuarias a tales fines. Téngase en cuenta que se mencionan proyectos costa afuera en nuestra Plataforma Continental y proyectos de recuperación terciaria de hidrocarburos y, finalmente, los proyectos que involucran las mayores erogaciones destinadas a producciones no convencionales. Sobre todo lo señalado, la identificación de clusters productivos orientados a la industrialización, separación, fraccionamiento, tratamiento, transporte y/o refinación de hidrocarburos orientados a la provisión de la infraestructura de transporte y de gas natural licuado, es uno de los ejes de agregado de valor definidos²⁵. Aquí resulta fundamental conocer las dinámicas de la planificación sistémica con las áreas de transporte y saber si estas propuestas convergen con una planificación más amplia ligada a los cambios en movilidad sustentable.

A su vez, estimamos que, para el logro de criterios de competitividad sistémica en todo el aparato productivo, resulta fundamental garantizar acceso al gas natural a costos operativos que permitan su creciente uso para la multimodalidad propuesta. Sin embargo, una vez más, la perspectiva exportadora que está detrás de este régimen específico implica la creciente convergencia con los escenarios internacionales de precios. En tal sentido, tanto si nos topamos con tendencias alcistas o bajistas, la problemática central es que la dinámica internacional sigue operando sobre los criterios de decisión de política de disponibilidad y acceso definidas para el mercado interno. Por ello mismo, la centralidad de un instrumento regulador del mercado, como YPF, cobra mayor protagonismo. Por su parte, los incentivos previstos incluyen libre disponibilidad del 50% de las divisas obtenidas de las exportaciones y el libre acceso al mercado libre de cambio por hasta un máximo anual equivalente al 25% del monto bruto de divisas ingresadas por el beneficiario para financiar el desarrollo del proyecto. También se establecen reducciones de los derechos de exportación entre 25% y 50% para este tipo de proyectos²⁶. Por cierto, mecanismos de amortizaciones en el pago del impuesto a las ganancias y devoluciones

²⁵ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

²⁶ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

del impuesto al valor agregado a través de créditos fiscales, forman parte del conjunto de beneficios establecidos. Se establecen adicionalmente devoluciones de hasta el 40% en el pago de derechos, aranceles y otros gravámenes a la importación de bienes de capital que integran el proceso productivo del proyecto y que no sean fabricados en el mercado nacional.²⁷

Por su parte, **los proyectos de Gas Natural Licuado (GNL) y otros proyectos con inversiones en transporte e infraestructura asociada, deberán garantizar una inversión no inferior a los dos mil millones de dólares estadounidenses (USD2.000.000.000), a ser invertidos durante los primeros siete (7) años del proyecto** para obtener el conjunto de beneficios establecidos en la legislación. En este punto, se instrumentan garantías de suministro y comercialización ligadas a establecer criterios de exclusividad que operan sobre los concesionarios de los proyectos respectivos. En efecto, los beneficiarios de grandes proyectos de Infraestructura de Transporte de Gas Natural o proyectos de GNL gozarán, desde la Declaración de Aprobación Técnico-Económica del Proyecto de la garantía de utilización exclusiva de la producción de los yacimientos dedicados para el proceso productivo del cual se trate, lo que impedirá que los contratos de suministro y transporte de materias primas asociados al Proyecto sean afectados por medidas presentes o futuras sobre preferencias en la asignación de la producción, medidas de interrumpibilidad, redireccionamientos, o de intervención en las condiciones de su comercialización, transporte, entre otras, sea directa o indirectamente; durante la vigencia del proyecto.²⁸

Asimismo, las actividades de los proyectos de GNL contemplados no se encontrarán alcanzadas por el régimen de servicio público la Ley N° 24.076, que regula el funcionamiento de la actividad del gas natural. La capacidad de las plantas y servicios prestados, así como las condiciones de su asignación, utilización y comercialización podrán ser libremente pactadas. Estas concesiones resultan realmente preocupantes y señalan la expectativa de requerimientos propios de grandes capitales extranjeros, lo cual pone en riesgo la propia capacidad de decisión autónoma en materias estratégicas como los hidrocarburos. Se prevén límites a esas garantías que operarían en función de

²⁷ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

²⁸ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

situaciones productivas que pongan en riesgo el abastecimiento interno prioritario.²⁹ Más allá de ello, son cláusulas claramente lesivas de nuestras propias potestades de control soberano y asemejan el típico caso de concesiones extrajurisdiccionales favorables a intereses de grandes potencias. Complementariamente, los beneficiarios de grandes proyectos de transporte de Gas Natural y de producción y exportación de GNL aprobados por la Autoridad de Aplicación con aval del Consejo, **gozarán de la libre disponibilidad de las divisas obtenidas por el monto equivalente al sesenta por ciento (60%) de sus exportaciones.** Por supuesto, derechos de exportación en línea con valores que oscilarían entre 4% y 6% y devoluciones de impuestos beneficiosas para las firmas involucradas, son otras propuestas adicionales.

Por otro lado, se establecen condiciones muy favorables para proyectos de industrialización d hidrocarburos que utilicen gas natural como materia prima de su proceso industrial. **Estos proyectos deberán garantizar una inversión no inferior a los mil doscientos millones de dólares estadounidenses (U\$S 1.200.000), a ser invertidos durante los primeros cinco (5) años del proyecto.**³⁰ Se establece que la integralidad del proyecto resulta fundamental para que el abastecimiento de la demanda de exportación no atente contra el normal abastecimiento de la demanda del mercado interno. Por cierto, estos proyectos multimillonarios, son pensados bajo criterios de integración vertical, aunque el análisis debe hacer foco en los aspectos neurálgicos de planificaciones de promociones de inversiones de este tipo, uno de los cuales es el eficiente, dinámico y efectivo control de fiscalización de las autoridades de aplicación nacionales y provinciales. Sobre ello, nuestro país cuenta con sobrados antecedentes de debilidad estructural de los aparatos de regulación pública en todo lo referido a política hidrocarburífera. Estos proyectos disponen de garantías de suministro y comercialización similares a los proyectos de GNL y transporte de gas natural previamente identificados, al tiempo que se sugieren limitaciones similares relacionadas al adecuado suministro del mercado interno. Por cierto, estos regímenes especiales deberán contar con sus respectivas reglamentaciones, lo cual implica que, aunque se aprueben íntegramente, deberán discutirse detalles sobre distintos aspectos.

²⁹ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

³⁰ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

Respecto a los proyectos de inversión en cuencas Costa Afuera, se establece la potestad de otorgar beneficios adicionales para pozos desarrollados a distintas distancias entre el lecho marino y la superficie. Se prevén también eximiciones de pagos de derechos de importación de bienes de capital que oscilan entre el 40% y el 60%³¹. Estos proyectos podrían extenderse hasta el borde exterior de la Plataforma Continental argentina y su complejidad técnica operativa los convierte en apuestas muy inciertas en una zona geoestratégicamente intrusada por la usurpación británica de nuestras islas Malvinas y su proyección de poder naval que agrega vulnerabilidades a nuestra propia capacidad de presencia en estos territorios marítimos donde albergamos riquezas ictícolas habitualmente depredadas por la pesca ilegal. Este tipo de capítulos deben discutirse fuera de las urgencias de los estrechos marcos planteados por la industria concentrada de los hidrocarburos. En concreto, montos tan significativos y esquemas de promoción tan favorables a los intereses corporativos, se explican básicamente por la intención de poner en valor la presente y futura explotación masiva de los plays de Vaca Muerta en la cuenca neuquina y, adicionalmente, los posibles proyectos exploratorios y extractivos en nuestro mar argentino y Plataforma Continental. Dicho esto, es importante poner en contexto que, hacia fines de 2014, en el último tramo del gobierno de Cristina Fernández, y bajo la impronta del entonces Ministro de Economía Axel Kicillof, se aprobó la ley 27.007³², destinada a la promoción de inversiones hidrocarburíferas en los campos no convencionales y en las áreas offshore. Para ello, se modificaron varios artículos de la ley 17.319 de 1967, a los efectos de incorporar mecanismos promocionales, rebajas en los porcentajes de regalías en línea directa con la mayor expectativa productiva de los yacimientos y esquemas de devolución de impuestos y estabilidad fiscal. Por ende, nada nuevo.

Allí tenemos antecedentes de proyectos más o menos similares, aunque, siete años después, el rol de Vaca Muerta para el subsistema hidrocarburífero nacional, es aún más relevante. Ello queda más en evidencia, ante la corroboración de la caída en los niveles de producción de las cuencas convencionales, de modo tal que este tipo de esquemas promocionales pueden acentuar una dinámica peligrosa en nuestro sector hidrocarburífero, que alienta la concentración oligopólica en las áreas de mayor expectativa de rentabilidad- Vaca Muerta-, al tiempo que desalienta por falta de una

³¹ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

³² <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/235000-239999/237401/norma.htm>

cosmovisión estratégica integral, el desarrollo de campos convencionales, las inversiones de riesgo en recuperación secundaria y terciaria de hidrocarburos y la búsqueda de nuevas reservas a través de un plan exploratorio integral que es fundamental recuperar. En tal sentido, proyectos como los que están bajo consideración, ante la ausencia de un rol estratégico de YPF y del Estado nacional, pueden orientarse a intensificar las características rentísticas bajo la que funciona el subsector de los hidrocarburos en nuestro país desde hace tres décadas.

Por otro lado, la introducción de criterios de estabilidad fiscal establecidos por el plazo de vigencia del régimen de promoción de inversiones hidrocarburíferas y por los regímenes específicos incorporados y señalados anteriormente, implica que cualquier tipo de beneficios otorgados en los distintos niveles de gobierno se mantienen inalterables. El plazo establecido es de dos décadas, en función de lo pautado en la primera parte del articulado del proyecto. Se establecen también eximiciones en el pago del impuesto a las ganancias para los titulares de las inversiones que realicen contribuciones de capital en función de aumentar la performance productiva de los proyectos. Aquí es importante considerar que los esquemas de desgravación ligados a las facilidades de importación de bienes de capital para los grandes proyectos, que incorporan beneficios impositivos y fiscales y reiteradas facilidades cambiarias en un contexto de control estricto de cambios y de restricción en el acceso a dólares, genera preocupaciones adicionales y, además, estas medidas resultan ser indicios claros que llevan a la consolidación de una impronta productivista exportadora que, en función del escenario planteado en la introducción, debería llevarnos a replantear los objetivos centrales de nuestra política energética. Asimismo, el régimen general de promoción de inversiones en petróleo, plantea la posibilidad que el productor disponga libremente del 50% de las divisas obtenidas a partir de la comercialización de su producción incremental destinada a exportación. Ese porcentaje, podría incluso incrementarse un 20% adicional, si la firma a cargo del proyecto era beneficiaria de regímenes derogados por la nueva legislación³³. Ante todo ello, nos preguntamos, **¿Se puede pensar, simultáneamente, en asegurar condiciones de disponibilidad perdurable de energéticos a precios asequibles y razonables para nuestra comunidad y orientar esquemas de exportación con impactos regionales bajo la impronta de la consolidación de acuerdos bilaterales y multilaterales con los**

³³ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

países hermanos? Esta pregunta, expuesta al debate abierto, puede llevarnos a la apertura de caminos alternativos y a matizar las “urgencias productivas” de toda época en nuestro país. Asimismo, nos conduciría a pensar caminos de integración energética subregional pensados con criterios de complementariedad y reciprocidad. A su vez, la posibilidad de orientar la planificación del subsistema hidrocarburífero hacia esquemas de mercados regionales sudamericanos ampliados e interconectados productiva y comercialmente, permitiría quitarle centralidad a la permanente presión cambiaria que los actores concentrados del sector imponen sobre el control, manejo y apropiación de las divisas obtenidas por el comercio exterior, que son fundamentales para dotar de viabilidad al funcionamiento macroeconómico de la Argentina. Precisamente, el hecho que en este tipo de proyectos promocionales escalares se prevean cláusulas específicas que tutelan el “derecho” de las firmas oligopólicas a enajenar parte de las divisas obtenidas a partir de la exportación de bienes estratégicos como una “garantía” de seguridad jurídica y económica adicional, no sólo debilita las capacidades de fiscalización y control del Estado en sus distintos niveles de gobierno, sino que **profundiza un funcionamiento desequilibrado y desigual de todo el entramado productivo, al tiempo que fortalece la capacidad de presión institucional y la imposición de reglas de juego rentísticas financieras bajo las que las principales compañías intentan maximizar sus utilidades a expensas de la comunidad nacional y de la sostenibilidad del aparato productivo.**

Otro de los ejes de este proyecto promocional, es la posibilidad de creación de un entramado productivo de encadenamientos de valor, con empresas de pequeña y mediana escala, en la búsqueda de integrar “ecosistemas productivos” con fuertes eslabonamientos. Para tales fines, se crea un régimen de promoción para el desarrollo de proveedores regionales y nacionales de la industria hidrocarburífera. Se prevé la presentación de un Plan de Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales³⁴, con estas características:

- La expresión de la visión del desarrollo integral de la cadena de valor a través de un conjunto de iniciativas focalizadas en lograr los niveles de costo, calidad y articulación que maximicen la participación de la industria local.

³⁴ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

- Un plan de: abastecimiento de las contrataciones de bienes y servicios que se requieran para llevar adelante sus operaciones.

- Mecanismos de contratación abiertos y transparentes entre los oferentes calificados del ecosistema productivo.

- Mecanismos de financiamiento a sus proveedores regionales y nacionales.

- Metas y objetivos mensurables sobre el desarrollo de sus proveedores regionales y nacionales y el cumplimiento del esquema de «Aplicación de Preferencias»

- Propuesta de facilitación de acceso al ecosistema productivo nacional en lo referente a la provisión de bienes y servicios con alto valor agregado e innovación tecnológica.

Estas características suponen la concreción de requisitos de preferencia nacional para la adquisición bienes y servicios destinados a los distintos regímenes previstos en la legislación. Para ello, debe pensarse en una armonización creciente entre las dinámicas productivas preferenciales de los proveedores regionales y nacionales y los titulares de los distintos proyectos productivos promocionados. Se prevé la incorporación de garantías de no discriminación en los procesos de abastecimiento de las actividades promocionadas. Se establece la creación de una Comisión de Evaluación y Seguimiento de la Ejecución del RPPH por parte de los beneficiarios, que estará presidida por la Autoridad de Aplicación, y compuesta por representantes de la Secretaría de Política Económica del Ministerio de Economía; del Ministerio del interior; del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación; del Ministerio de Desarrollo Productivo; de las Provincias que adhieran a la presente ley y de las organizaciones de trabajadores, y empresas proveedoras de bienes y servicios regionales y nacionales, y de empresas productoras de hidrocarburos que así lo soliciten.³⁵

Por cierto, tal objetivo, planteado con arraigo territorial, con planificación centralizada y ejecución descentralizada en función de los requerimientos armónicos de disponibilidad de y acceso a la energía, permitiría rediseñar un mapa auténticamente federal en el sistema energético nacional, totalmente desbalanceado hacia el interés sectorial de las empresas oligopólicas y de las provincias productoras. Pero, en ausencia

³⁵ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

de un diseño general, la factibilidad de “emular” caminos de apropiación tecnológica y de consolidación de eslabonamientos productivos aguas arriba en el subsector hidrocarburífero, pueden toparse con los condicionamientos estructurales que estos mercados tienen en su funcionamiento. En concreto, son pocos países y pocas empresas, las que están en condiciones de “hundir” miles de millones de dólares de capitales en proyectos extractivos³⁶ de enorme escala pensados en lógica exportadora y en el contexto de amplios debates mundiales sobre las tendencias en contradicción en la evolución de la energía analizada sistémicamente.

En ese escenario, la idea de conformar mesas de agregado de valor nacional, como el instrumento creado en el Plan Gas 4, resultan siempre interesantes, pero dada la configuración de los actores del sector y las carencias en los entramados institucionales de nuestro sistema energético en términos de planificación y coordinación, parece un horizonte demasiado lejano. Fundamentalmente, cuando se pone a la luz este tipo de diseños, con las ideas siempre tan difundidas por el arco empresarial del sector relativas al “aprovechamiento de la ventana de oportunidad” de dos o tres décadas que se abre para la explotación de recursos hidrocarburíferos de difícil acceso y extracción. Este panorama, de presión permanente de los intereses cruzados de los actores, debe ser puesto en la escena y en el debate. **¿A qué encadenamientos de valor podemos aspirar en los territorios hidrocarburíferos pensando en una nueva política energética balanceada a nivel federal, con objetivos de disponibilidad, perdurabilidad, acceso y sustentabilidad ambiental?** Tal vez, por allí encontremos caminos de aperturas y profundizaciones de los debates.

Por otra parte, se registran planteos vinculados a la factibilidad de almacenar gas natural en instalaciones preparadas para tales objetivos. Para ello se promueven modificaciones a la ley 17.319, con la creación de la figura de concesiones de almacenamiento subterráneo. Teniendo en cuenta la disponibilidad crítica del gas natural

³⁶ El concepto de barreras de entrada resulta fundamental para comprender el funcionamiento de un sector tan concentrado como el hidrocarburífero en países como Argentina. En tal sentido, uno de los ejes analíticos centrales, podría orientar las intervenciones en función ensanchar la base de actores productivos en todos los eslabones del subsistema, aunque bajo la premisa del fortalecimiento de los objetivos de disponibilidad, accesibilidad y formación de entramados de agregado de valor nacional con incorporación tecnológica abiertos a las innovaciones permanentes y en relación biunívoca con todo el entramado productivo. Las dinámicas escalares exportadoras funcionan generalmente bajo la lógica de la maximización de la rentabilidad, mientras que los territorios, base material clave para el proceso extractivo, incorporan de manera muy heterogénea y desigual los posibles “derrames” de todo el proceso de encadenamientos productivos. Ello se acentúa aún más, en la perspectiva que Vaca Muerta constituye “la gran apuesta” de los principales actores del subsistema hidrocarburífero.

en nuestro país, las condiciones de inestabilidad de la oferta en los últimos años, y las condicionalidades establecidas por las necesidades de importación de oferta adicional por rangos que oscilan entre el 15% y el 20% de la oferta final de gas para el adecuado abastecimiento del mercado interno, la posibilidad de disponer de centros de almacenamiento del fluido, junto con condiciones de complementación y mecanismos de reciprocidad establecidos con los mercados de los países limítrofes- Bolivia y Chile, fundamentalmente, y en un futuro, Brasil y Uruguay-, permitirían aliviar las necesidades de importación en los períodos críticos del año- entre mayo y septiembre- mientras que, durante los períodos estivales- octubre a abril- sería factible disponer de mayores volúmenes destinados a los mercados regionales. Más allá de la viabilidad técnica operativa y aceptabilidad social de estos esquemas promocionales, medidas como éstas, destinadas a consolidar disponibilidad suficiente y funcionamiento regional efectivo de un mercado ampliado de gas natural, resultan apropiadas y alentadoras.

Dicho esto, en lo que respecta al gas natural, se plantea la conformación de un régimen general para este hidrocarburo, como fue indicado en el primer punto. Es remarcable que se establecen criterios de suministro al mercado interno, priorizando la demanda prioritaria, confirmada por usuarios residenciales y usuarios de los segmentos P1 y P2 y usuarios P3, diferenciados de las Grandes Usinas y de otros sectores del mercado interno como los consumidores de gas natural comprimido³⁷. Se establecen mecanismos de subastas similares y complementarios a los establecidos por el Plan Gas Argentino vigente desde fines de 2020 y se pautan criterios de previsibilidad de suministro del mercado interno de no menos de tres años, para brindar señales de perdurabilidad en los suministros contratados. Es importante indicar que los incentivos vinculados con la exportación en el caso del gas natural, están relacionados con volúmenes incrementales que las firmas que estén habilitadas como exportadores en firme puedan garantizar. Aquí se estima que el régimen creado a través del Decreto 892/2020- el ya mencionado Plan Gas Ar- es de aplicación en el régimen general creado, al tiempo que pueden establecerse niveles de producción incrementales complementarios. En lo que respecta a derechos de exportación y posibilidad de libre disponibilidad de divisas producto de la comercialización de gas natural al mercado externo, se aplican condiciones similares a las existentes para el régimen general de incentivos al petróleo ya descrito. Es

³⁷ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

decir, ante producciones incrementales y exportaciones realizadas, el titular del proyecto puede disponer hasta un 50% de las divisas libremente³⁸, con la posibilidad de incrementarlo en un 10% ante mejores coberturas del mercado interno.

Un último aspecto asociado a la factibilidad de encarar proyectos de inversión en gran escala, es el vinculado al aumento de las capacidades de midstream, eslabón crítico de las actividades hidrocarburíferas, ya que supone ampliar adecuadamente las capacidades de transporte a través de los principales gasoductos de nuestro país. En tal sentido, se flexibilizan las condiciones para la creación de concesiones de transporte normadas por la ley 17.319. Se establece que las concesiones de transporte se extienden hasta los 35 años, al tiempo que se introduce el principio de acceso abierto y no discriminación para la capacidad de transporte no comprometida en contratos iniciales. Pero, asociado a esta medida que puede ser pertinente para un mejor funcionamiento oferta-demanda gasífera, pueden aparecer propuestas destinadas a la futura instalación de terminales de licuefacción de gas natural, cuyo objetivo sería el tratamiento de volúmenes crecientes de gas para ser exportados a mercados internacionales.³⁹

Por cierto, esta alternativa supone aumentos sostenidos y permanentes de oferta interna de gas natural a partir de la mayor producción prevista en Vaca Muerta y en función del aumento de producción en yacimientos relevantes como los de la cuenca Marina Austral y la cuenca del Golfo San Jorge. Más allá de ello, este escenario parece casi de ciencia ficción, teniendo en cuenta la realidad presente de la Argentina en lo que respecta al mercado del gas natural. Otros proyectos posibles, que se han orientado desde ámbitos dirigenciales y empresarios, es la factibilidad de la construcción de un nuevo gran gasoducto troncal desde Vaca Muerta hasta el polo petroquímico, logístico y ferro portuario de Bahía Blanca, pensado también con objetivos de exportación ante desarrollo masivo de proyectos. En estos proyectos, se ha conocido el interés de la República Popular China para su potencial financiación. Por último, una alternativa en discusión en los ámbitos dirigenciales y empresariales, es la factibilidad de establecer una oferta firme de gas natural destinada a la región de Rio Grande do Sul en Brasil, aunque aquí deben evaluarse aspectos prioritarios relacionados con el funcionamiento tripartito del mercado de gas boliviano, brasileño y argentino, en un escenario complejo por el estancamiento

³⁸ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

³⁹ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

de la producción gasífera boliviana, lo que pone en cuestión la oferta gasífera creciente desde Bolivia hacia sus dos principales mercados de exportación, Argentina y Brasil. Aquí debe indicarse que, durante el mes de junio de 2021, se han evaluado acuerdos iniciales entre Argentina y Bolivia⁴⁰ para avanzar en una integración gasífera y energética integral, con YPF e YPFB a la cabeza de los proyectos. En concreto, acuerdos sobre exploración y producción conjunta de gas natural y en torno a la coordinación creciente de esfuerzos para estructurar una estrategia común sobre el litio, pueden constituir caminos significativos. Aquí es importante señalar que no es la primera vez que ambos países ensayan esbozos de acuerdos comunes, pero siempre han quedado en las intenciones iniciales y resulta fundamental poner en marcha diseños con pasos operativos que deben cumplimentarse a fin de lograr los objetivos propuestos.

Por otro lado, se han incorporado previsiones ligadas a la transición energética, estableciendo que las firmas a cargo de proyectos deberán presentar planes de promoción, preservación y cuidado del ambiente y también deberán alentar acciones que contribuyan a reducir o mitigar emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), para lo cual se establecerían beneficios adicionales. En este marco, se crea un Fondo para la Transición Energética (FTE), que se constituirá con los recursos aportados por no menos del 5% de la recaudación federal adicional proveniente de los derechos de exportación del régimen general de promoción de petróleo.⁴¹

Sinceramente, los derechos de exportación establecidos en los distintos regímenes son realmente bajos y, en función de la mecánica de incentivos bajo la que está pensada la legislación, un 5% de una recaudación que tenderá a ser marginal parece poco aliciente para poner en marcha proyectos de transición energética en línea con el cumplimiento de los Objetivos para el Desarrollo Sostenible en el capítulo de energía. Asimismo, la magnitud de las inversiones esperadas en proyectos de gran envergadura que podrían alcanzar estabilidad fiscal por 20 años, sumado a la inexistencia de cláusulas tipo mandatos que generen un horizonte temporal verificable y medible de reducciones de emisiones y de paulatino desarrollo de nuevas fuentes energéticas no ligadas a los hidrocarburos, nos hacen dudar sobre la solidez de estas cláusulas incorporadas, más aún en un período clave para la consolidación de la dinámica de las contribuciones nacionales

⁴⁰ <https://www.cronista.com/economia-politica/argentina-y-bolivia-cierran-acuerdos-estrategicos-por-el-litio-y-la-explotacion-de-gas/>

⁴¹ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

destinadas a abatir las emisiones contaminantes comprometidas por nuestra administración en el marco del Tratado de París. En buen romance, el proyecto incorpora objetivos de difícil conciliación, más aún cuando la impronta dominante es el sesgo exportador para procurar divisas que fortalezcan nuestro sector externo. Asimismo, no parece que la introducción de esta cláusula esté asociada a un debate interno profundo entre las distintas áreas de políticas públicas necesariamente involucradas en estas definiciones estratégicas para nuestro presente y para el futuro de nuestra comunidad.

El establecimiento de un régimen especial de cancelación para grandes inversores hidrocarbúricos es otra nota distintiva de este proyecto. En efecto, las empresas podrán cancelar sus obligaciones tributarias correspondientes al Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y al Dióxido de Carbono establecido en el Título III de la Ley 23.966, con un crédito fiscal correspondiente al monto de las pérdidas netas de todas sus actividades, acumuladas, no absorbidas, y que resulten compensables a la fecha de sanción de la nueva normativa, a qué se refiere el Artículo 25 de la Ley N°20.628 (texto ordenado por el Decreto N°824/2019) multiplicado por la alícuota máxima vigente del gravamen, hasta el agotamiento de dichas pérdidas. La utilización de ese crédito fiscal no podrá exceder el 30% de la obligación tributaria objeto de compensación⁴². Por ende, ello significa que las empresas podrán trocar posibles pérdidas patrimoniales con créditos fiscales para el menor pago de obligaciones impositivas. Los quebrantos de las empresas registrados hasta el ejercicio concluido el 31 de diciembre de 2020, podrán ser incorporados en este esquema de compensación. Esta disposición merece un largo debate, como tantas otras líneas establecidas en el proyecto en consideración. También se establecen modificaciones en los impuestos a los combustibles líquidos y al dióxido de carbono en un título específico, dirigidos a incentivar todo el proceso de inversiones.⁴³

A su vez, en el caso de las provincias que adhieran al régimen propuesto, se establece que para la producción incremental provincial de Petróleo crudo y la producción incremental provincial de Gas Natural de los beneficiarios de los regímenes generales de promoción de petróleo y gas natural, las alícuotas aplicables a los fines del pago de regalías hidrocarbúricas previstas en el art. 59 de la Ley N°17.319 no podrán ser superiores al ocho por ciento (8%) durante vigencia del presente régimen, es decir,

⁴² <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

⁴³ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

durante 20 años. Ello implica una disminución de 4% en las regalías vigentes⁴⁴. Asimismo, para las provincias que adhieran al régimen, no podrán tributar una alícuota del impuesto a los ingresos brutos superior al 2% durante la vigencia del régimen, es decir, durante 20 años. Estas disposiciones, deben ser receptadas por las provincias que son las que ostentan el dominio originario sobre los recursos hidrocarburíferos en función del artículo 124 de la Constitución Nacional Reformada en 1994 y de la llamada ley corta 26.197 ya mencionada. Por otra parte, se establece la derogación de los Regímenes de Promoción de Inversiones en el sector que establecen beneficios en materia de regulación cambiaria y derechos de exportación, respecto a las inversiones que tengan lugar con posterioridad a la entrada en vigencia de la nueva normativa⁴⁵.

Finalmente, resulta importante enfatizar que las ideas de proyectos promocionales en estudio, incorporan mecanismos de flexibilidad cambiaria que implican la libre disponibilidad de porcentajes relevantes de divisas por parte de las firmas responsables de las inversiones, lo cual genera una grave incertidumbre sobre el funcionamiento global del sector externo y de las capacidades de aprovisionamiento adecuado de bienes, insumos y equipos intermedios críticos para los sectores productivos en nuestro país, en un contexto de fuertes restricciones cambiarias. Lamentablemente, este tipo de medidas remedan aquellas que han sido implementadas en 2013-2014 a la luz del acuerdo entre YPF-Chevron para la puesta en marcha de un proyecto piloto de shale oil en Loma Campana, Vaca Muerta, que además de contener cláusulas secretas, extendió facilidades cambiarias, fiscales e impositivas, en línea con las decisiones tomadas por las autoridades de energía de Neuquén y del Estado nacional.

En conclusión, estos ejes sucintamente descritos, renuevan viejas preocupaciones sobre el tipo de esquemas promocionales y de inventivos dolarizados que son visualizados permanentemente como instrumentos pertinentes por parte del Estado nacional y las provincias hidrocarburíferas, ante el desafío de asegurar disponibilidad sostenida en el tiempo de bienes energéticos con el objetivo de propender a la industrialización y el consumo residencial prioritario y a la eliminación de la restricción externa que se manifestó desde 2008 a través de importantes requerimientos de importación de energéticos ante la caída de la oferta interna.

⁴⁴ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

⁴⁵ <https://econojournal.com.ar/2021/06/exclusivo-el-proyecto-de-ley-de-hidrocarburos-articulo-por-articulo/>

Este objetivo ha sido incorporado en las agendas del Ministerio de Desarrollo Productivo y de la Secretaría de Energía, y se comprende desde la firme creencia en la posibilidad de encarar desarrollos incrementales en el subsector hidrocarburífero, de manera tal que, en un mediano plazo, este sector esté en condiciones de generar dólares genuinos merced a la creciente exportación.

Más allá de estas apuestas, las aspiraciones y aún los escenarios elaborados a partir de un diagnóstico que se sustenta en una dinámica de mercado céntrica, concentrada y oligopólica y con capacidad de presión permanente en pos del logro de rentabilidades en dólares que no están asociadas a un profundo análisis pormenorizado de gestión de costos de explotación del subsector hidrocarburífero, pueden chocarse con la cambiante dinámica internacional que debe ser internalizada en los análisis prospectivos que guían el desarrollo productivo del sector.

Entendemos que resulta necesario debatir abiertamente el contexto internacional, regional y nacional en materia energética, en función de integrar diagnósticos que se centren en garantizar armonía entre los fines de disponibilidad perdurable de bienes energéticos, sustentabilidad ambiental creciente y accesibilidad a esos mismos bienes energéticos, de manera tal que los precios y tarifas sean justas y razonables para el fortalecimiento de las capacidades productivas sistémicas de nuestro aparato productivo y del mejoramiento de la calidad de vida de nuestra comunidad.

III. Hacia un nuevo proyecto energético nacional: soberanía y diversificación.

A partir de lo considerado, se entiende que la inestable realidad que se vive en el sistema energético nacional, requiere de la construcción de esfuerzos sistemáticos en el mediano y largo plazo, que propicien una amplia convocatoria para discutir nuevas bases de funcionamiento del sistema, que se ha transformado estructuralmente en una caja de ganancias irracionales y opacas de un conjunto de empresas oligopólicas asociadas a un Estado que acumuló deficiencias relevantes en materia de regulación y control públicos. Los puntos centrales que se proponen como parte de esa discusión son los siguientes:

- La energía como bien estratégico y como derecho humano, ya que es, simultáneamente, un bien económico crítico como un bien social, del común. En tal sentido, la energía configura un bien de interés público. Todo el proceso que abarca la generación, transformación, distribución y consumo de la energía,

constituye un bien estratégico y social, con un doble cariz que debe plasmarse en toda legislación. El esquema de nueva legislación integral en materia energética que necesitamos, que debe pivotar en función de los objetivos y/o principios de:

- ✓ Autoabastecimiento interno.
- ✓ Desarrollo productivo de los diversos sectores de nuestra economía.
- ✓ Accesibilidad universal de los bienes energéticos como derecho humano inalienable e imprescriptible.
- ✓ Sustentabilidad ambiental y creciente incorporación de usos eficientes y racionales de la energía.
- ✓ Diversificación creciente de la matriz energética bajo el paradigma de complementariedad de fuentes.

- En materia de hidrocarburos, YPF debe recuperar su rol rector de empresa estratégica en la planificación de toda la política energética. Debe ser palanca de desarrollo e instrumento de intervención decisiva del Estado en el juego de la energía. Sin una YPF controlada por el Estado y pueblo argentinos, no hay otro modelo energético posible. Con ello, recuperar la renta para ponerla al servicio de otro modelo productivo que nos saque del extractivismo a gran escala y que nos conduzca por una senda de transición hacia otro modelo integral y democrático de producción, transformación, distribución y consumo de energía. **Asimismo, nuestra empresa debe estar a la cabeza de la recuperación consciente e integral de un Plan Exploratorio Nacional en todas las cuencas productivas convencionales del país. En lo que respecta a Vaca Muerta, YPF debe ser el garante de una explotación limitada, vinculada al objetivo del autoabastecimiento seguro, confiable y asequible para la comunidad nacional, con fuertes regulaciones ambientales y bajo nuevas condiciones de trabajo que nos saquen del esquema flexibilizador vigente desde 2017 en el sector.**

- Recuperación de un criterio de planificación integrado y centralizado del sistema energético. Debemos desandar el camino nefasto de la desregulación. Ese esquema ha destruido infraestructura, no ha hecho inversiones y pone en peligro el acceso de la población en el altar de las rentas de un conjunto de empresas fragmentadas que desde hace tres décadas usufructúan de los bienes que el Estado

nacional, en más de 70 años, ha construido con los recursos de todos los argentinos.

- Revisión profunda de las cadenas de valor y costos de toda la industria hidrocarburífera y eléctrica. Costos de producción en pesos, con precios y tarifas en pesos. Un país productor de petróleo y gas, aún cuando necesite cubrir entre el 15% y el 20% de sus necesidades, no puede tener tarifas de países que son plenamente importadores. La estafa del gas perpetrada durante el gobierno de Cambiemos, con sobrepagos escandalosos en dólares, es uno de los aspectos más aberrantes de este montaje de costos inflados y dolarización que nos ha llevado a este caos.

- Se debe encarar la auditoría integral del esquema de concesiones imperantes en el sector hidrocarburífero, como así también las mismas concesiones en los tres segmentos del sector gasífero y eléctrico, a fin de evaluar criterios de inversiones comprometidos por las empresas privadas y alumbrar un gran debate sobre un nuevo régimen económico de la energía favorable a los intereses del pueblo argentino, con fines productivos, con arraigo territorial y con desarrollo de fuentes renovables en un esquema que reproduzca planificación centralizada y descentralizada y criterios de ejecución flexibles, ligados a las necesidades sociales y productivas de un país tan diverso y complejo como el nuestro.

- Un planteo fundamental sobre qué tipo de empresas queremos construir en el sistema energético y en la prestación de servicios públicos esenciales. Ello implica poner en debate la noción polisémica de empresa pública de energía, que supone la creación de nuevos mecanismos de planificación de inversiones y de administración de costos y procesos productivos hacia la eficiencia permanente y la participación de trabajadores y usuarios. Este esquema organizativo es fundamental, si queremos construir energía para toda la comunidad. **Y, en ese sentido, debe estar en la consideración del debate público, la factibilidad de cambiar la misma razón societaria de YPF, para transformarla en una nueva empresa pública, con participación de diversos sectores y en camino a una estrategia de transición productiva para la diversificación. En este sentido, tanto la agencia de promoción tecnológica de YPF- Y-TEC-, como el segmento de desarrollo de energía eléctrica dentro de la empresa y la reciente creación de YPF Litio, pueden ser eslabones de una nueva empresa integral**

de energía, que puede mostrar un camino de construcción empresarial diferente.

- Esto último lleva a otro aspecto fundamental, planteado a modo de pregunta: ¿puede desandarse este complejo camino sin tomar decisiones políticas determinantes en lo que respecta al andamiaje de tratados bilaterales de inversión que atan a la Argentina con los países con los que los ha firmado, a estructuras jurídicas extrajurisdiccionales, lo cual implica cesión de soberanía jurídica, como parte del escenario de “seguridad jurídica y previsibilidad” instalado en la letra de estas leyes? No es un tema menor.

- El desarrollo tecnológico nacional consolidado en nuestra industria nuclear por más de 70 años, debe ser debidamente tutelado. No se trata de tirar por la borda alternativas reales, confiables y eficientes en términos de suministro energético a partir de los altos niveles de disponibilidad que aseguran nuestras centrales nucleares con reactores Candu, de agua pesada y uranio natural. El complejo termonuclear, junto con la red de empresas públicas y mixtas asociadas, con la CNEA a la cabeza, deben ser consolidadas como pilares de encadenamientos de valor y aplicaciones en áreas tan relevantes como la medicina nuclear. A su vez, el diseño de los proyectos CAREM, reactores modulares de baja potencia, constituye un aporte e cuño tecnológico propio, que incluso se ha comercializado a distintos países y puede erigirse en una alternativa confiable para provisión de energía eléctrica complementada con otras fuentes renovables en un diseño más descentralizado y con impacto regional beneficioso. Todo ello, debe complementarse con una adecuada gestión de residuos de materiales nucleares asegurando altos estándares de reutilización y menores externalidades posibles. Efectivamente, la energía nuclear es una alternativa más que debe ser complementada con otras en un esquema que garantice eficiencia, flexibilidad y costos operativos manejables.

- En el marco de las energías renovables, la Argentina puede avanzar con la finalización y puesta en marcha de más de 100 proyectos de energía eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biogás de rellenos sanitarios y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos de hasta 50 MW, que han sido encarados bajo la administración Cambiemos a través del Programa Renovar y sus cuatro rondas, con 244 proyectos licitados. Allí hay que afinar criterios de costos y esquemas heredados de indexación vía dolarización que deben ser modificados, al tiempo que deben

garantizarse condiciones adecuadas para nuevas inversiones en transmisión eléctrica fundamentales para que estos proyectos sean integrados al funcionamiento del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). La legislación vigente, 27.191, establece que, para el 2025, la Argentina debe cubrir el 20% de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, mandato que puede honrarse a partir de una planificación integrada de todo el subsector de generación eléctrica, con los objetivos de mayor eficiencia, gestión operativa de costos e inversiones realizadas o supervisadas por el Estado nacional, a los efectos de robustecer el funcionamiento sistémico. Un aspecto adicional, es el vinculado a la adecuada gestión de los estudios de impacto ambiental, que en realidad se ven debilitados a causa de la fragmentación del control de policía ambiental entre los distintos niveles de gobierno y la presencia de opacidades institucionales que deben ser puestas sobre la mesa. También, la ley 27.474 de generación distribuida de energía, vigente desde 2018, permite la consolidación de nuevos esquemas descentralizados de producción y consumo de energía, integrando las redes convencionales con nuevas fuentes que le permiten al usuario- sea residencial, comercial o industrial-, producir su propia energía y vender sus excedentes al mercado eléctrico, de modo tal de garantizar un funcionamiento eficiente del sistema. Ello debe ir de la mano de creciente apoyo en créditos subsidiados por parte de las administraciones a través de esquemas combinados entre los niveles nacionales, provinciales y municipales de gobierno. Junto con ello, el funcionamiento del Mercado a Término de Energía Renovable (MATER), que permite a los agentes privados acceder a esquemas de compraventa de energía conectando generadores y consumidores privados, deben ser debidamente implementados. Un punto fundamental es garantizar el desarrollo de proyectos que sean funcionales a la incorporación de valor agregado nacional ya que, en las primeras licitaciones, se ha observado que primó la compra llave en mano de equipos y procesos, como es el caso de la energía eólica y solar fotovoltaica. Finalmente, la consolidación de proyectos renovables en regiones dispersas rurales de nuestro país, deben ser encarados integrándolos en una planificación territorial virtuosa con actividades productivas que permitan reproducir las comunidades y asegurar la integridad de los ecosistemas respectivos. Sobre estas áreas, hay mucho por hacer en nuestro país y nuestra empresa YPF debe ser un

puntal en estos desarrollos junto con el resto de las agencias del Estado, desde INVAP, hasta INTI, INTA, YPF-TEC, Universidades Nacionales, etc.

- La fuente hidroeléctrica ha sido por décadas una alternativa confiable y de menor costo relativo en nuestro país. Los proyectos hidroeléctricos en zonas de altura, con objetivos multipropósito, ligados a garantizar agua para riego de actividades agrícola ganaderas y para consumo humano, al tiempo que garantizan adecuado suministro energético, pueden ser considerados bajo estrictos estudios que aseguren viabilidad técnica operativa y aceptabilidad social. Por su parte, los grandes proyectos hidroeléctricos en ríos de llanura, como los que podrían encararse en nuestra región del Noreste argentino, deben ser cuidadosamente estudiados, ya que fenómenos asociados a la mayor frecuencia de sequías, bajantes y hasta inundaciones en los últimos años, combinadas con la falta de una gestión integrada de cuencas entre Argentina, Paraguay y Brasil en lo que respecta al río Paraná fundamentalmente, puede atentar contra los equilibrios ecosistémicos que deben preservarse. En tal sentido, tanto el desarrollo del gran proyecto todavía pendiente del gasoducto del Nordeste (GNEA)- y que en 2021 fue recuperado por la administración de Alberto Fernández- como los proyectos solares fotovoltaicos y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos en la región del Noreste y Noroeste, deberían ser evaluados en forma pertinente. Un aspecto adicional, es que en los próximos años hay varias concesiones de generación hidroeléctrica que vencen y el Estado nacional y las provincias deben darse una estrategia adecuada para incidir decisivamente en estos debates, de modo tal de preparar el terreno político-institucional y técnico-operativo para que el sector estatal y las comunidades concernidas puedan estar en condiciones de asumir roles protagónicos en materia de control de la generación hidroeléctrica.

- El nexo energía-transporte resulta un área clave de trabajo en los esquemas de transición energética vigentes en el mundo y que en nuestro país puede tener un despliegue relevante en función de las existencias de litio para su industrialización en determinados eslabones de la cadena de valor que diversos sectores académicos y de especialistas están pensando en nuestro país. Allí, la posibilidad de enhebrar acuerdos estratégicos entre los países del triángulo del litio- Argentina, Bolivia y Chile- que poseen más del 70% de las reservas conocidas y que tienen gran potencial para integrarse en un desarrollo de mercado común con fuertes impactos en la integración subregional energética y de

transporte, debe ser evaluado. En tal sentido, los pasos dados entre Argentina y Bolivia para orientar la formación de una empresa binacional de recursos litíferos, puede ser estratégica al compás del avance a paso firme de estrategias de movilidad sustentable y de incorporación de nuevos enfoques hacia el logro de menores usos de combustibles fósiles en los usos finales del transporte público de pasajeros. Otra propuesta alternativa que se ha barajado en estos tiempos es el uso del llamado hidrógeno verde- obtenido a partir de procesos de electrólisis y combinado con fuentes renovables solares fotovoltaicas- que podría ser desarrollado con fuertes impactos regionales y para propender al desarrollo territorial y a la integración de comunidades. Por cierto, en todos estos casos, se habla de las propuestas de economía verde en virtud del cambio climático y la orientación hacia sistemas eléctricos y de transporte menos contaminantes, más eficientes y que aseguren hacia los escenarios de 2030/2050, emisiones cero netas a la atmósfera en función de los compromisos en el marco del Tratado de París. Todo ello constituye un gran desafío y debemos transitar ese camino con inteligencia práctica, pero en permanente armonía con el entorno ecológico social.

- Adicionalmente, un aspecto abiertamente polémico y complejo es el vinculado con los permisos de exploración que fueron otorgados a distintos grupos empresariales en tres cuencas de nuestro mar argentino y Plataforma Continental durante el último año del gobierno de Cambiemos. En relación a ello, los primeros días de julio de 2021, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable convocó una audiencia pública para poner en conocimiento de la comunidad los resultados de los estudios sísmicos prospectivos encarados en tres de esos bloques mencionados. En este caso, la ubicación de los bloques están en la cuenca Argentina Norte y hay actores relevantes como British Petroleum, Exxon Mobil y la empresa noruega Equinor, en alianza con YPF. Más allá del fuerte rechazo a estos proyectos offshore, expresados por comunidades de distintos puntos del país, estimamos que nuestro país requiere la formulación de una estrategia integral de presencia efectiva en nuestro Atlántico Sur, de manera tal de estar en condiciones de encarar dos grandes tareas iniciales. Por un lado, aumentar las capacidades de relevamiento y conocimiento de las bienes naturales vivos y no vivos existentes en nuestra vasta plataforma a través de la adecuada coordinación de distintas áreas de gobierno en el marco del llamado proyecto Pampa Azul. Por el otro, resulta decisivo fortalecer capacidades y proyección de

policiamiento naval a los efectos de obstaculizar el avance permanente del usurpador británico en nuestras Malvinas y en el Atlántico Sur, con peligrosa proyección hacia la Antártida y con explotación irracional de nuestros bienes ictícolas a través de permisos otorgados en las últimas tres décadas a barcos de pesca chinos, españoles, japoneses, taiwaneses y de otros países. Asimismo, la creación de un Comando Marítimo Conjunto a fines de 2020 por resolución oficial del Ministerio de Defensa, podría señalar un promisorio camino para fortalecer las misiones de vigilancia, control y reconocimiento en nuestra extensa plataforma, que abarca más de 6.600.000 kilómetros cuadrados. En conclusión, debemos discutir integralmente la preservación de nuestro Atlántico Sur y disponer un profundo debate nacional, sin exclusiones, a los efectos de analizar si es técnicamente viable y socialmente aceptable la continuación de procesos exploratorios de cara a futuras explotaciones offshore, más aún cuando YPF y cualquier otra empresa nacional participante, tienen niveles de involucramiento mucho menos relevante dada la complejidad de recursos financieros y tecnológicos que deben ponerse en juego, que vienen de la mano de las grandes empresas trasnacionales. Y, junto con ello, las imprevisibles externalidades ambientales acumuladas, que abonan a un horizonte sombrío sobre el conjunto de la actividad.

- Finalmente, resulta crucial fortalecer las capacidades de intervención, fiscalización y control del Estado en sus distintos niveles de gobierno, de modo tal de revertir la lógica de **funcionamiento desequilibrado y desigual de todo el entramado productivo ligado al sistema energético, dominado por la capacidad de captura de la regulación institucional, la presión por el control de porciones significativas de las divisas resultantes del comercio exterior y la imposición de reglas de juego rentísticas financieras bajo las que las principales compañías intentan maximizar sus utilidades** a expensas de la comunidad nacional y de la sostenibilidad del aparato productivo.