

Proyecto de Ley

*El Senado y la Cámara de Diputados
de la Nación Argentina reunidos en Congreso, etc. sancionan
con fuerza de ley:*

FONDO FIDUCIARIO PARA LA PROMOCIÓN TECNOLÓGICA E INDUSTRIAL DE
LOS HIDROCARBUROS

CAPITULO I

OBJETIVOS

ARTÍCULO 1.- Créase el FONDO FIDUCIARIO PARA LA PROMOCIÓN TECNOLÓGICA E INDUSTRIAL DE LOS HIDROCARBUROS, el que se conformará como un Fideicomiso de Administración y Financiero, que regirá en todo el territorio de la República Argentina con los alcances y limitaciones establecidas en la presente ley y las normas reglamentarias que en su consecuencia dicte el Poder Ejecutivo Nacional y/o la Autoridad de Aplicación.

ARTÍCULO 2.- La presente ley tiene por objeto brindar financiamiento, a través de préstamos y/o aportes no reintegrables, incluyendo la adquisición de bienes y servicios, a las pequeñas y medianas empresas y formas asociativas entre privados preexistentes al momento de la sanción de la presente ley, o creadas a partir de ella.

ARTÍCULO 3.- El Fondo Fiduciario podrá integrar fondos de contrapartida local de créditos y/o donaciones y/o subsidios y/o cualquier otra modalidad, recibidos de organismos internacionales y/o multilaterales, cuando ello sea procedente y/o necesario, para la ejecución de los proyectos y actividades comprendidos en la presente ley.

ARTÍCULO 4.- Recursos del Fondo Fiduciario. El Fondo Fiduciario contará con un patrimonio que estará constituido por los bienes fideicomitidos, que en ningún caso constituyen ni serán considerados como recursos presupuestarios o de cualquier otra naturaleza que ponga en riesgo el cumplimiento del fin al que están afectados, ni el modo u oportunidad en que se realice.

Dichos recursos son los siguientes:

- a) Los recursos provenientes del Tesoro Nacional que le asigne el Estado Nacional;
- b) Los recursos con origen en impuestos a las exportaciones de hidrocarburos. El porcentaje establecido por la Autoridad de aplicación no podrá exceder el 2% del monto total anual de ellas;
- c) El recupero del capital e intereses de los préstamos otorgados;
- d) Los fondos nacionales e internacionales provenientes de donaciones, subsidios, aportes y/o préstamos no reembolsables de cualquier naturaleza o denominación de entidades públicas o privadas, nacionales o internacionales, de acuerdo con los convenios de cooperación que en cada caso se suscriban;
- e) Los bienes muebles e inmuebles que el Fideicomiso reciba a título gratuito;
- f) Toda producción, renta, fruto o cualquier otro derecho sobreviniente que surja de y/o en relación o con motivo de la inversión de los activos que componen el Patrimonio del Fideicomiso;
- g) Otros ingresos, aportes, donaciones, legados, subsidios específicamente destinados al Fideicomiso.

ARTICULO 5.- Facultase al Jefe de Gabinete de Ministros a efectuar las modificaciones presupuestarias que correspondan a fin de poder cumplir con lo previsto en el artículo 6º de la presente ley.

ARTÍCULO 6.- Objetivo y finalidad: El Fondo Fiduciario tendrá por objeto brindar asistencia financiera mediante préstamos, emisión de garantías a préstamos comerciales y/o financieros, aportes de capital y/o aportes no reintegrables a:

- a) Proyectos de innovación, transferencia y desarrollo tecnológico;
- b) Proyectos de desarrollo y producción de bienes y servicios comprendidos en los diferentes eslabones de la cadena de valor de los hidrocarburos;
- c) Proyectos comprendidos en el artículo 22º de la presente ley.

ARTÍCULO 7.- La Autoridad de Aplicación de la presente ley será el Ministerio de Economía de la Nación, dentro del que articularán sus responsabilidades la Secretaría de Industria y Desarrollo Productivo y la Secretaría de Energía.

ARTÍCULO 8.- La Autoridad de Aplicación seleccionará y aprobará de manera transparente y en base a criterios objetivos establecidos de manera previa las actividades, programas y proyectos que serán objeto del financiamiento fiduciario, debiendo constituir una comisión de asesoramiento técnico para la evaluación de estos, la que será coordinada por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación a través de la Agencia Nacional de Promoción de la Investigación, el Desarrollo Tecnológico y la Innovación. Sus integrantes deberán acreditar una reconocida experiencia y/o trayectoria profesional en los temas de su especialidad y en su constitución deberá respetarse la perspectiva de género.

ARTÍCULO 9.- La Autoridad de Aplicación otorgará preferencia en la asignación de financiamientos a través del Fondo Fiduciario, en virtud de lo definido en el artículo 22º, a quienes mediante los programas promocionados generen:

- a) un aumento cierto y fehaciente de sustitución de importaciones de bienes y/o servicios;

- b) un incremento cierto en las exportaciones de bienes y/o servicios;
- c) innovaciones de productos y procesos que impliquen una mejora productiva, medioambiental y/o de seguridad en las actividades.

Los recursos del Fondo Fiduciario serán asignados a pequeñas y medianas empresas y/o a diferentes formas asociativas que desarrollen e incorporen tecnologías y/o desarrollen actividades y procesos industriales en rubros vinculados a la trama productiva de los hidrocarburos.

ARTÍCULO 10.- La Autoridad de Aplicación junto al Consejo Consultivo Asesor conformará una Unidad de Evaluación, seguimiento y auditoría de proyectos financiados por el Fondo Fiduciario con el propósito de lograr una adecuada evaluación, selección y seguimiento de los proyectos financiados por dicho Fondo.

A los efectos mencionados en el párrafo anterior la Autoridad de Aplicación ha de convenir con las provincias que adhieran al régimen de la presente ley, la forma y modo en que estas, a través de sus organismos pertinentes, tengan representación en las actividades dispuestas en el presente artículo.

CAPITULO II

CONSEJO CONSULTIVO ASESOR

ARTICULO 11.- Créase el Consejo Consultivo Asesor para la Promoción de la Tecnología e Industria en la cadena de valor de los Hidrocarburos, cuya función será la de asistir y asesorar a la Autoridad de Aplicación.

Dicho Consejo estará integrado por los siguientes organismos nacionales:

- a) Secretaría de Energía;
- b) Secretaría de Industria y Desarrollo Productivo;
- c) Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación;
- d) Instituto Nacional de Tecnología Industrial;
- e) Todo otro organismo o institución pública -incluidos los Consejos Federales con competencia en las áreas señaladas- que pueda asegurar el mejor cumplimiento de las funciones asignadas a la autoridad de aplicación y que se determine en la reglamentación de la presente ley.

Cada uno de estos organismos nombrará UN (1) representante titular y UN (1) suplente a fin de integrar el Consejo Consultivo Asesor.

ARTÍCULO 12.- Serán funciones del Consejo Consultivo Asesor:

- a) Planificar y presupuestar las acciones anuales del Fondo;
- b) Solicitar al Tesoro Nacional los recursos necesarios para la constitución del Fondo;
- c) Instrumentar el proceso de inscripción en el Registro en los términos del artículo 18º de la presente ley;
- d) Determinar los criterios para evaluar la solicitud de los inscriptos en el Registro y establecer el criterio de puntaje para los sujetos de crédito, teniendo en cuenta

las prioridades del Artículo 9° y 22°;

- e) Controlar el cumplimiento de las obligaciones del seleccionado y en el caso de incumplimiento, elaborar un informe a ser presentado ante el Fiduciario para la ejecución del crédito con garantía hipotecaria.

El Consejo Consultivo Asesor deberá dictar su propio reglamento de funcionamiento.

ARTÍCULO 13.- El Fondo tendrá una duración de QUINCE (15) años, contados desde la fecha de su constitución mediante la celebración del correspondiente Contrato de Fideicomiso.

ARTÍCULO 14.- Las erogaciones de la Autoridad de Aplicación relacionadas a la administración del Fondo Fiduciario no deberán superar el CINCO POR CIENTO (5%) de la recaudación anual del mismo.

ARTÍCULO 15.- Exímase al Fideicomiso y a la entidad fiduciaria en las operaciones relativas al objeto del mismo, de todos los impuestos, tasas y contribuciones nacionales existentes o a crearse, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado y el Impuesto sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias y otras Operatorias. Invítese a las provincias a realizar la misma exención con los tributos provinciales.

ARTÍCULO 16.- No podrán utilizarse los recursos del Fondo Fiduciario para financiar:

- a) La adquisición de automóviles de pasajeros y cualquier otro rodado que no tengan un uso excluyente comercial, industrial y/o de servicios en el proyecto de inversión;
- b) Las construcciones o reparaciones de edificios o inmuebles de uso residencial;
- c) La compra de terrenos en zonas no industriales, salvo que la adquisición del mismo sea estrictamente necesaria para el desarrollo del proyecto de inversión de que se trate y no conforme el principal destino financiero;
- d) El pago de dividendos o recuperación de capital invertido;
- e) El pago de deudas impositivas;
- f) Gastos no relacionados en forma directa con los objetivos del proyecto debidamente acreditado.

CAPITULO III

SUJETOS ALCANZADOS (DE LOS BENEFICIARIOS)

ARTÍCULO 17.- Podrán adherir al presente Régimen de promoción las personas humanas y jurídicas constituidas en la República Argentina que se encuadren en la definición PYME acorde a la legislación vigente, que desarrollen en el país por cuenta propia y como actividad principal alguna de las actividades incluidas en la cadena de valor de los hidrocarburos, y que se encuentren habilitadas para actuar dentro del territorio nacional con ajuste a sus leyes, debidamente inscriptas conforme a las mismas.

ARTÍCULO 18.- Los interesados en acogerse al presente Régimen deberán inscribirse en el Registro habilitado por la Autoridad de Aplicación. Facultase a la Autoridad de

Aplicación a celebrar convenios con las provincias que adhieran al presente Régimen, con el objeto de difundir y facilitar la inscripción de los interesados de cada jurisdicción provincial en el Registro habilitado en el párrafo anterior.

ARTÍCULO 19.- Los beneficiarios de la presente ley deberán llevar su contabilidad de manera tal que permita la determinación y evaluación en forma separada del proyecto promovido respecto del resto de las actividades desarrolladas por los mismos a través de declaraciones juradas que den cuenta del estado del avance de los proyectos.

La imputación de gastos compartidos con actividades ajenas a las promovidas se atribuirá contablemente respetando criterios objetivos de reparto.

ARTÍCULO 20.- Las formas asociativas comprendidas en el Código Civil y Comercial serán objeto de los beneficios instituidos en la presente ley.

ARTÍCULO 21.- El mantenimiento del beneficio estará sujeto a la aprobación de auditorías anuales, realizadas por la Autoridad de Aplicación. El alcance y modalidad de las mismas será fijado por la reglamentación.

CAPITULO IV

CRITERIOS DE ELEGIBILIDAD DE LOS PROYECTOS

ARTÍCULO 22.- Serán aprobados únicamente los proyectos que impliquen un impacto fehaciente en la cadena de valor hidrocarburífera y cuyos titulares demuestren solvencia técnica y capacidad económica y financiera para llevarlos a cabo y cumplan con la normativa fiscal vigente. A dichos efectos, se considerarán aquellos proyectos que conlleven contenido de innovación con aplicación industrial, impacto económico y social, disminución de costos de producción, aumento de la productividad, mejoras ambientales, sustitución de importaciones, exportaciones u otros efectos que sean considerados pertinentes por la Autoridad de Aplicación.

Se otorgarán hasta un máximo de UN (1) proyecto por año por cada persona humana; y un máximo de DOS (2) proyectos por año por cada persona jurídica de la categoría PYME o grupo asociativo.

CAPITULO V

INFRACCIONES Y SANCIONES

ARTÍCULO 23.- El incumplimiento de las normas de la presente ley y de las disposiciones de la Autoridad de Aplicación por parte de las personas físicas y jurídicas que se acojan al Régimen de promoción de la presente ley, determinará la aplicación por parte de la Autoridad de Aplicación de las sanciones que se detallan a continuación:

- a) Revocación de la inscripción en el Registro establecido en el artículo 18° y de los beneficios otorgados por la presente ley;
- b) Inhabilitación para inscribirse nuevamente en el Registro establecido en el artículo 18°;
- c) Ejecución inmediata de las garantías otorgadas por los beneficiarios al Fondo Fiduciario.

CAPITULO VI

DISPOSICIONES COMUNES

ARTÍCULO 24.- Los bienes y los desarrollos informáticos especializados adquiridos al amparo de lo establecido en la presente ley deberán permanecer afectados al proyecto promovido mientras dure su ejecución.

ARTÍCULO 25.- Las matrices y moldes construidos en el país para la fabricación de insumos, piezas y equipos que compongan los bienes finales objeto del proyecto, serán alcanzados por el presente Régimen cualquiera fuera el origen del material constitutivo de los mismos.

ARTÍCULO 26.- No estarán alcanzados por el presente Régimen los productos resultantes de operaciones o procesos efectuados en el Territorio Nacional, por los cuales adquieran la forma final en que serán comercializados, cuando esas operaciones o procesos consistan en meros montajes o ensamblajes, armado de plantas llave en mano, embalajes de bienes importados, fraccionamiento en lotes o volúmenes, selección u otras operaciones o procesos equivalentes.

CAPITULO VII

DISPOSICIONES GENERALES

ARTÍCULO 27.- La Autoridad de Aplicación reglamentará la implementación de la presente ley, dentro de los NOVENTA (90) días posteriores a la sanción de la misma.

ARTÍCULO 28.- La Autoridad de Aplicación de la presente ley deberá publicar en su respectiva página de internet el Registro de los beneficiarios del presente Régimen, así como los beneficios otorgados a los mismos.

ARTÍCULO 29.- La Autoridad de Aplicación realizará auditorías y evaluaciones del presente Régimen, debiendo informar anualmente al Congreso de la Nación los resultados de las mismas. Dicha información deberá realizarse a partir del tercer año de vigencia de la ley.

ARTÍCULO 30.- A partir de la vigencia de la presente ley y durante los TRES (3) primeros ejercicios fiscales posteriores, el cupo correspondiente se otorgará en función de la demanda y desarrollo de las actividades promocionadas.

ARTÍCULO 31.- Invítese a las provincias, a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a los municipios a adherir al presente Régimen mediante el dictado de normas de promoción análogas a las establecidas en la presente ley.

ARTÍCULO 32.- Comuníquese al Poder Ejecutivo.

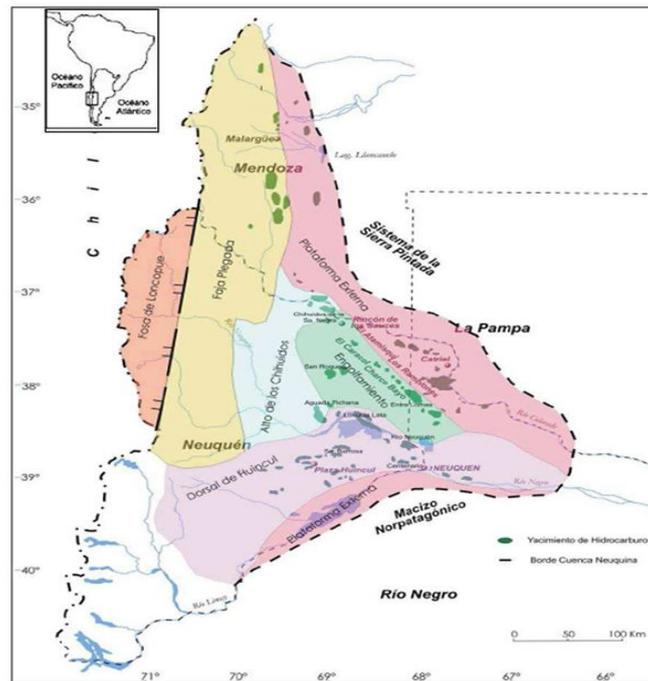
Diputada nacional Susana Graciela Landriscini. Frente de Todos Río Negro

FUNDAMENTOS

Señora Presidenta,

El nuevo ciclo del desarrollo hidrocarburífero en el país que involucra la exploración y puesta en producción de yacimientos no convencionales, viene generando grandes transformaciones técnico-productivas en las cuencas, a partir de las cuantiosas inversiones desplegadas en la última década por compañías concesionarias y operadoras del sector, en especial por Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF). Se agregan a ellas las inversiones de prestadoras de servicios especiales, proveedoras de servicios generales, de insumos, tecnología y equipos, y de empresas de ingeniería, telecomunicaciones e informática, constructoras y transportistas, entre otras. La nueva dinámica trae consigo el asentamiento de nuevas empresas y de nuevos contingentes de población económicamente activa, y la construcción de obras públicas, que modifican la configuración sectorial, territorial y social en las zonas productivas y su entorno. Acompañan estos procesos la conformación de sociedades, de cámaras empresarias, y de acuerdos institucionales e inter jurisdiccionales. Se impulsan nuevas regulaciones regionales y locales en el marco de la legislación nacional en materia energética, de inversiones extranjeras, aduaneras, y de operatorias de crédito nacionales e internacionales a fin de hacer factibles las inversiones en infraestructura productiva e innovaciones de procesos que acompañan el desarrollo de proveedores.

Los procesos más relevantes de transformación asociados a la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de petróleo y gas en el país, vienen teniendo lugar en la cuenca Neuquina, (extendida en la provincia de Neuquén, en el sector occidental de las provincias de Río Negro y de La Pampa y en el sur de la provincia de Mendoza), en la que involucran fundamentalmente a la formación geológica Vaca Muerta cuya superficie alcanza a 30.000 kilómetros cuadrados. A una profundidad promedio de 3.800 metros, la formación posee recursos que la ubican en el segundo lugar del mundo en materia de gas de reservorios no convencionales y en el cuarto lugar en materia de petróleo del tipo *shale oil*. Tales cambios se vienen operando con particular intensidad y velocidad en la última década. En dicha cuenca, Añelo como parte de la zona de la Confluencia neuquina es la localidad núcleo de la nueva dinámica de inversiones. Hasta el presente Vaca Muerta viene sumando pilotos y desarrollos extractivos a gran escala, con resultados record en producción, avances de exportación y la construcción de obras que demanda la operación de los yacimientos, el procesamiento de gas y petróleo, y el transporte. Se viene reconfigurando el espacio, los asentamientos humanos, su funcionalidad y vínculos, y el mapa institucional y empresario en las cadenas de valor del gas y del petróleo. Las pequeñas y medianas empresas son protagonistas de la transformación y crecen los parques industriales.



Localización de la cuenca Neuquina

En el ciclo de los reservorios no convencionales asociado a un nuevo paradigma tecnológico, se han impulsado *joint ventures* entre compañías del sector que involucran a contratistas y subcontratistas, que concretaron estudios geológicos, movimientos de suelos, la instalación de *rigs* de perforación y de redes y torres de electricidad, y la construcción de obras civiles y sitios de almacenamiento de agua e insumos, piletas, ductos y plantas de procesamiento, junto a la adopción y puesta a punto de nuevas tecnologías en el *upstream* para la fractura de las rocas en profundidad y la extracción de *shale oil*, *shale gas* y *tight gas*. A partir de los nuevos proyectos, se introdujeron profundos cambios en la organización del trabajo a campo, y en la planificación y seguimiento *on line* de las operaciones desde los centros de datos con el uso, entre otros, de la geo navegación y de sensores en los yacimientos, lo que amplifica y diversifica la red de proveedores.

La digitalización es incorporada para el procesamiento de los grandes volúmenes de información generada en las distintas fases de los procesos desplegados, el flujo y stock en los depósitos de hidrocarburos de arcillas y arenas compactas, para el control de las fracturas hidráulicas y la dinámica de los pozos, y para el monitoreo de los tiempos y resultados de las operaciones. La automatización de procesos y el uso de sensores permite la gestión y el control a distancia, la producción de información y el registro de indicadores acerca del consumo de agua, de energía, arena y geles químicos en las fracturas, de emisiones, de los volúmenes extraídos, y de la logística.

Estos cambios trajeron consigo novedades en los contratos de servicios de las operadoras con las firmas proveedoras, en el tipo de demandas y condiciones de financiamiento, su alcance y temporalidad, en las especialidades y competencias del personal, como así también han impuesto revisiones de las normas de seguridad laboral

y ambiental. Una de las implicancias directas del ciclo que se abrió en la última década son las inversiones en exploración y perforación en nuevos modelos, la expansión, renovación y remodelación de ductos e instalaciones, la incorporación de nuevo equipamiento, la capacitación del personal y la reorganización de procesos acorde a las normas que rigen para los proyectos de no convencionales en los Estados Unidos.

Las contratistas proveedoras de bienes y servicios, en muchos casos PyMEs nacionales y regionales, despliegan un enorme esfuerzo de inversión y aprendizaje tecnológico continuo para responder adecuadamente a las demandas de las operadoras y las compañías de servicios especiales. Recurren a sus flujos de fondos, gestionan adelantos financieros de los clientes, y demandan financiamiento y garantías *ad hoc* para desarrollar e incorporar las innovaciones que los nuevos modelos de perforación y terminación de pozos y de fracturas hidráulicas, gestión y logística imponen.

A partir de los estudios exploratorios llevados adelante en la cuenca Neuquina desde la sanción en 2012 de la ley 26.741 de soberanía hidrocarburífera que renacionalizó el 51% de las acciones de YPF, y estableció como objetivo prioritario "*el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos*", y de la sanción de la ley 27.007 de 2014 de promoción de las inversiones en reservorios no convencionales, se puso en marcha un plan de concesiones de áreas y de evaluación integral de proyectos de inversión. Los pilotos y desarrollos se tradujeron en la multiplicación de perforaciones verticales y horizontales, en la construcción de bases empresarias en áreas industriales y en parques sectoriales, de campamentos e instalaciones para las operaciones, de ductos de agua, de gas natural y de petróleo crudo, de plantas para el procesamiento de arena y de los hidrocarburos extraídos, y de infraestructura logística; como así también de unidades de servicios, de seguridad y habitacionales, a lo que se agrega la construcción de nuevas vías de comunicación, la instalación de fibra óptica, y de redes y oficinas de administración estatales nacionales y provinciales (AFIP; Aduana, ANSES, y otras).

Al presente, en función de los recursos disponibles y los volúmenes que se extraen se proyecta avanzar en el autoabastecimiento de gas de modo de cumplir con los objetivos del milenio en materia de reducción de emisiones. Con esa premisa se puso en marcha el Plan Gas Ar en sus distintas etapas y se construye el Gasoducto Presidente Néstor Kirchner (primer etapa 573 km) entre Tratayén (zona productiva de gas en la cuenca Neuquina) y Salliqueló (localidad de la Provincia de Buenos Aires).

La expansión prevista en la producción de gas alienta no sólo el autoabastecimiento, sino también las posibilidades de exportación y fundamenta la reversión de los gasoductos que proveen gas natural desde Bolivia para llevar gas de Vaca Muerta hacia el norte del país, y la remodelación del gasoducto trasandino a Chile (de OTASA) para envíos de gas natural. El gasoducto actualmente en obras se proyecta que llegará en una nueva etapa hasta la región mesopotámica del país, a lo que se sumará a posteriori la construcción de una planta de licuefacción por convenio entre YPF y la empresa estatal malaya Petronas en la zona del Puerto Rosales, cercana a Bahía Blanca, que permitirá exportar gas natural licuado en buques al mundo. Todo ello se planifica en virtud de la dinámica abierta por las 42 concesiones de áreas en Vaca Muerta y las inversiones en curso en exploración, pilotos y desarrollos masivos, los cuales dan

cuenta de notables avances en productividad, producción, y en la reducción de emisiones en materia de impacto ambiental. Los desarrollos masivos en gas y petróleo de los últimos cinco años se vinculan asimismo a la posibilidad de beneficiarse con la libre disponibilidad y la transferencia de divisas por parte de las compañías extranjeras que dan cumplimiento a los compromisos de inversión aprobados; demandan el desarrollo de proveedoras de servicios especializados y generales, de profesionales, personal técnico y de oficios, y el financiamiento de obras de infraestructura. Las PyMEs regionales buscan incidir en el balance industrial y de los servicios especiales, y en la redefinición de las modalidades de contrato proveedor/cliente en la cadena de valor, buscando reducir asimetrías. Y demandan financiamiento para proyectos innovadores a fin de responder a los estándares requeridos por la industria y capacitar al personal.

En Vaca Muerta, los últimos meses de 2022 se han alcanzado volúmenes de producción cercanos a los 290.00 barriles/día para petróleo crudo, superiores a los máximos obtenidos en 2005, y máximos también en la producción de gas natural, que supera los 50 millones de M3/día, impulsada por el Estado nacional a través del Plan Gas Ar. Ello incrementa las demandas de servicios a la actividad, y la habilitación de nuevos espacios para la instalación de obradores y bases que involucran empresas locales, nacionales y extranjeras. La organización del sector en el *upstream*, da cuenta de un funcionamiento en el que predominan las relaciones de proximidad entre empresas y de subcontratación en distintos modelos, y en proyectos a gran escala vía la constitución de uniones transitorias de empresas. La progresiva concreción de pilotos y desarrollos que dio origen a múltiples negociaciones y acuerdos entre empresas y las instancias estatales, fue acompañada desde 2012 con regulaciones ad hoc y programas nacionales orientados al fortalecimiento de las capacidades del tejido empresarial regional en servicios económicos y personales, y a la construcción de infraestructura.

La infraestructura vial y de la urbanización en las zonas productoras que han venido recibiendo el mayor impacto de las inversiones privadas, avanzaron, aunque con ritmos diversos y demoras, producto de la complejidad del acceso al financiamiento frente a los cambios de las políticas en las distintas gestiones gubernamentales nacionales, el endeudamiento externo, la volatilidad macroeconómica argentina y el impacto de la pandemia del COVID-19. En ese marco, se proyectaron nuevos parques industriales provinciales y se ampliaron los existentes. Se construyeron, asimismo, por parte de las concesionarias y operadoras, acueductos, oleoductos, gasoductos locales y plantas compresoras de gas, y de procesamiento de crudo. Y se gestaron iniciativas organizativas tendientes a promover la creación de *clusters* de empresas por rubro y la ampliación de las cámaras de PyMEs. Junto a ello se instalaron delegaciones de distintos organismos públicos en las localidades de mayor desarrollo de inversiones.

Como parte del tercer anillo de la cadena de valor, las PyMEs enfrentan múltiples desafíos en su desenvolvimiento para responder a las demandas del mercado y a las exigencias de coordinación y adaptación a las nuevas tecnologías, a los niveles de costos que reconocen las compañías, a la volatilidad macro, y de precios, tipo de cambio y tarifas, y a las condiciones contractuales. El acceso al financiamiento para cubrir gastos operativos, para la construcción de instalaciones y para la adquisición de equipos

y componentes, así como para la gestión de las certificaciones de calidad y seguridad y de las garantías, y la obtención oportuna de información estratégica técnica y económica, son algunos de esos desafíos, en un sector globalizado y estratégico en el que predomina la asimetría de las relaciones entre los agentes de los distintos eslabones de las cadenas de producción y en los varios rubros involucrados.

Las actividades en los yacimientos no convencionales son exigentes por la cuantía de inversiones que suponen, los requerimientos tecnológicos y de escala, y por los estándares de calidad y seguridad que deben cumplirse en los procesos; los tiempos y costos, y por la competencia entre firmas. La volatilidad de los mercados y de los precios internacionales constituye otro factor que introduce inestabilidad en los contratos inter empresarios y laborales a mediano plazo. Por ello, los proyectos de desarrollo del *upstream* plantean la necesidad de acuerdos amplios y con vigencia en plazos largos por las inversiones que implican, y también los contratos de aprovisionamiento interno y externo, que son difíciles de definir en tiempos de incertidumbre internacional, entre compañías concesionarias, operadoras, empresas de servicios especiales, proveedores PyMEs, y sindicatos. Ello por cuanto dichos contratos deben garantizar el cumplimiento de los programas de exploración, perforación y terminación de pozos, de la logística del aprovisionamiento y transporte de los insumos como de los equipos y la producción.

A ello se añaden los protocolos de seguridad laboral y ambiental, los servicios de asistencia sanitaria, jurídica y de comunicaciones y en materia de vinculación proveedor/cliente, entre proveedores y con actores institucionales y frente a las demandas de las poblaciones locales.

A fin de aportar a la formulación de políticas para impulsar el *upgrading* de las PyMEs de las cadenas de valor de los hidrocarburos frente a las transformaciones productivas en curso, se han consultado antecedentes oficiales disponibles, informes sectoriales, archivos periodísticos, y se ha recolectado información de campo que da cuenta de la lógica sistémica y la complejidad de los procesos, del crecimiento exponencial y la diversidad de las demandas de empresas de servicios, producto de los desarrollos en factoría, y de la implementación de innovaciones asociadas a la industria 4.0. A partir de ello, se elaboró la propuesta de intervención pública que se traduce en el presente Proyecto, orientada a la promoción del desarrollo tecnológico de las PyMEs que integran las cadenas de valor de los hidrocarburos. Tiene el alcance de un Proyecto de ley el que se compatibiliza en su contenido con los marcos regulatorios nacionales previstos para el sector de los hidrocarburos y para las operaciones en yacimientos de recursos no convencionales en la transición energética.

Se propone la creación de un Fondo Fiduciario con el objeto de financiar el desarrollo tecnológico e industrial de las PyMEs de las cadenas de valor de los hidrocarburos, de modo de viabilizar el acceso a nuevas tecnologías, la incorporación de innovaciones organizativas y la capacitación del personal; la introducción de nuevos equipos y maquinarias, la digitalización de procesos y la realización de evaluaciones internas acerca del cumplimiento de los objetivos, normas y resultados, y la detección de desvíos, necesidades e impactos. También se apunta a promover inversiones en instalaciones nuevas y en ampliaciones, a fin de fortalecer las capacidades operativas

de este segmento de firmas, su anclaje territorial y su aporte al desarrollo regional a partir de proyectos innovadores que incluyan la formación de equipos de trabajo con eje en las nuevas tecnologías, y avances en materia de seguridad industrial y ambiental.

Curva de aprendizaje, expansión de áreas, de producción y exportaciones

La curva de aprendizaje, los precios internacionales del crudo, el Plan Gas Ar y otros estímulos oficiales vienen impulsando la producción de los hidrocarburos. La producción nacional de petróleo en enero de 2023 marca un incremento de 0,7% respecto a diciembre de 2022 y un alza de 9,9% interanual, en particular impulsada por el fuerte crecimiento de Vaca Muerta. Las estadísticas de la Secretaría de Energía dan cuenta de que se alcanzaron en el primer mes de 2023 más de 627.000 barriles diarios, el mayor volumen de producción de petróleo desde 2008 a la fecha. En particular, el petróleo no convencional que se produce en la formación de Vaca Muerta logró la marca de los 289,8 Mbb/d, un 29,9% superior al del mismo mes de 2022. Para el caso del gas no convencional allí extraído, enero 2023 generó 50,2 MMm³/, una cifra un 11% por encima de la de enero del 2022. Los datos de enero dan cuenta que los pozos no convencionales aportaron el 45% de la producción total de petróleo del país y el 39% del total del gas. La producción total de crudo en Neuquén durante enero alcanzó los 315.340 barriles por día -incluidas las áreas convencionales- lo que posicionó a la provincia como la principal productora de crudo. En segundo lugar, se mantuvo Chubut (cuenca del Golfo de San Jorge) que en enero llegó a una producción de 140.282 barriles de petróleo por día.

Recuperada la demanda mundial y nacional de petróleo crudo, y con ello los precios internacionales, por el fin de las restricciones de circulación de bienes y personas que golpearon la industria hidrocarburífera global y nacional producto de la pandemia del COVID-19, y en un escenario geopolítico nuevo que reposiciona a los países que exhiben importantes desarrollos hidrocarburíferos, puede afirmarse que la mitad de la producción de gas y petróleo en la Argentina proviene de los yacimientos de Vaca Muerta localizados en la provincia de Neuquén. La actividad en la formación *shale* se encuentra en un pico de desarrollo, y la producción no convencional ya representa la mitad del total producido en el país, siendo record los niveles de exportación de petróleo crudo logrados en los últimos meses.

En materia de gas, el Estado nacional ha convocado nuevas licitaciones en el marco del Plan Gas Ar. Ello abre la posibilidad de seguir creciendo en producción nueva para el abastecimiento interno de gas natural, y con proyección a exportar gas natural licuado a futuro. Para la concreción del abastecimiento a la demanda residencial e industrial en las zonas de mayor población y actividad económica del país, se encuentra en sus inicios la construcción del gasoducto Presidente Néstor Kirchner que parte desde Tratayén en Vaca Muerta a Salliqueló en la región pampeana y que a futuro llegará a San Gerónimo. La obra demanda una inversión no menor a los U\$S 2.500 millones, que financia el Estado nacional, junto a los aportes de las compañías privadas del sector. El gasoducto tendrá una extensión hacia la zona del puerto de Bahía Blanca en cuyo entorno se instalará a futuro una planta de licuefacción (en Puerto Rosales) de modo de permitir las operaciones de exportación de GNL en buques. Dicha planta constituye otra

gran inversión sectorial que YPF ha convenido construir junto a la empresa estatal malaya Petronas de importante trayectoria en la gestión comercial del GNL.

El aumento del precio del petróleo estimulado por la progresiva recuperación de la actividad económica mundial, constituye otro atractivo para las compañías que promueven aumentos en su producción con miras a la exportación. Hoy la expansión del área en desarrollo masivo en la formación geológica Vaca Muerta, y el crecimiento del número de perforaciones en ramas laterales de entre 3.000 y 4.000 metros cuenta con el aprendizaje desarrollado a lo largo de la última década por YPF a partir de sus equipos de ingeniería y del intercambio con otras empresas del sector a nivel mundial. A ello se agregan las experiencias del último año de realización de fracturas hidráulicas simultáneas de pozos (*simul frac*), que permiten ahorrar tiempo, costos y combustible, obtener más producción simultánea y reducir las emisiones. Todo ello apunta a mejorar la eficiencia del trabajo en el *upstream* y a cuidar el medio ambiente. Asimismo, la técnica de *simul frac* permite ahorrar el uso de equipos de fractura que resultan escasos en el actual ciclo de expansión. Se calcula que hay 10 sets activos en el país por este tiempo y 8 de ellos se encuentran operando en la cuenca Neuquina. Los equipos de perforación, terminación y de fractura se deben importar, lo que constituye una restricción en tiempos de escasez de divisas. Ese es el principal impedimento para avanzar en los proyectos no convencionales más allá de Vaca Muerta. Es allí donde la curva de aprendizaje juega un papel fundamental y posiciona a la región.

El conocimiento que obtuvieron los equipos de trabajo de las operadoras en materia de geología, de ingeniería de pozos y de fracturas y los aprendizajes coordinados en las distintas experiencias desarrolladas en los últimos diez años en tecnología, la eficiencia lograda, las reducciones de tiempos y los métodos de producción son de gran utilidad para el nuevo tiempo de expansión. En ello YPF ha sido el gran motor. La continuidad y la articulación virtuosa en la cadena productiva, a partir del derrame de conocimiento en los distintos eslabones y rubros, y su apropiación por las firmas regionales en las cuencas hidrocarburíferas depende del fortalecimiento de los vínculos con el sistema regional público privado de innovación, y con los centros tecnológicos internacionales del sector. Son estratégicos los acuerdos de experimentación entre firmas, laboratorios e institutos de investigación y desarrollo para la adaptación de técnicas, la inducción y capacitación de personal, la introducción de innovaciones y las mejoras colectivas e integrales de productividad en las operaciones. Esa apuesta requiere financiamiento específico, y la evaluación de marcha y resultado de los proyectos financiados que se acoplen a los objetivos de la expansión productiva en no convencionales, la recuperación de pozos convencionales maduros, el autoabastecimiento de petróleo y gas, la transformación industrial, y la exportación. La continuidad de los múltiples proyectos en marcha demanda de políticas de estado en línea con tales objetivos.

A partir del crecimiento del número de pozos activos y de los avances tecnológicos y organizativos, durante los últimos dos años la producción de petróleo del país se incrementó un 22% y la de gas un 14%, con un aporte fundamental de la cuenca Neuquina y de la formación geológica Vaca Muerta. Mientras que las extracciones no convencionales de gas crecieron un 45%, las de crudo se duplicaron e impulsaron las

exportaciones que hoy alcanzan niveles récord. Neuquén exportó en los últimos meses el 19% de la producción de petróleo crudo. Y en el caso del gas, el Plan Gas. Ar permitió no solo frenar el declino del segmento, sino también generar un volumen de gas incremental de 9.690 MM3/día entre mayo de 2021 y julio de 2022. Además, el programa permitió un ahorro fiscal de U\$S 5.885 millones de dólares.

En la zona de Vaca Muerta se encuentran trabajando más del 50% de los equipos de perforación que operan en el país, y 20 operadoras cubren un porcentaje cercano al 10% de la formación geológica. Aumentar la capacidad operativa e incrementar los niveles de producción plantea contar con instrumentos normativos que acompañen el desarrollo de los negocios en todo el espectro de empresas. Las PyMEs requieren un acompañamiento financiero particular, acorde a los desembolsos y la temporalidad que las inversiones demandan según los rubros y fases de los procesos.

YPF es la operadora con mayor nivel de desarrollo del *shale*, con 17 torres operativas en la cuenca, 16 de ellas en Neuquén y una en la vecina provincia de Río Negro. La mayoría está perforando en la ventana de petróleo de Vaca Muerta en las áreas más productivas y desarrolladas por la compañía como Loma Campana, Bandurria Sur y La Amarga Chica, y otras en Rincón de los Sauces. El grueso de la campaña de perforación de YPF, más de 120 pozos conectados, se concentra en el desarrollo en esas tres áreas del este de la formación centradas en la zona de Añelo (*hub core* de su negocio), con tres plataformas en cada yacimiento; mientras que Aguada del Chañar y Loma Amarilla Sur tienen una cada uno. Otras cuatro torres se ubican en áreas que integran la zona oeste de la formación (Rincón del Mangrullo-Aguada de la Arena-La Ribera).

Se agregan a ella las inversiones y proyectos de gas y petróleo de Tecpetrol (la más potente hoy en gas con el desarrollo del área/proyecto Fortín de Piedra), de Vista Oil & Gas, de Shell, de Panamerican Energy, Pluspetrol, Pampa Energía, Chevron, Phoenix Global Resources Total Energy, Capex, y otras. Y en materia de empresas de servicios, con alto grado de internacionalización, el volumen de negocios y la trayectoria, el ranking de actividad y equipos, indica lo siguiente: San Antonio Internacional es la compañía con más torres en todo el país, con 155, seguida de DLS, con 80. Luego están Verver (26), Quintana (24), H&P (20), YPF (13), Nabors (13), Petreven (11), Emepa (11), Tacker (10), Ensing (6), Estrella (6), Petrex (4), Condor (3), Macrico (3) y Skanska (3).

La disponibilidad de equipos de perforación y de sets de fractura es una de las grandes limitantes que enfrenta Vaca Muerta para dar un salto de escala, una vez que estén disponibles las ampliaciones de los sistemas de transporte. YPF, Vista Oil & Gas y Shell, son las compañías responsables de casi el 80% de los barriles de *shale oil* que se generan desde la formación geológica Vaca Muerta. Tienen entre las tres un total de 8 bloques en desarrollo masivo, y bombean niveles históricos de *shale oil*. A ello se agregan aportes de áreas en piloto y en desarrollo preliminar.

YPF es la que más producción opera desde la formación de la mano de su tridente de áreas de petróleo en desarrollo masivo: Loma Campana, La Amarga Chica y Bandurria Sur. Es por gran margen el área petrolera más importante de Vaca Muerta y más que duplica lo que aportan en total, por separado, Shell y Vista Oil&Gas. En agosto de 2022

entre los tres bloques en desarrollo masivo produjo 135.035 barriles de petróleo *shale* por día. La Amarga Chica es el segundo bloque más importante de petróleo que opera YPF y en agosto registró extracciones totales de 40.340 barriles diarios aproximadamente. Por último, Bandurria Sur generó cerca de 28.520 barriles diarios. Si se tiene en cuenta la producción total que operó YPF desde Neuquén en agosto 2022, el total asciende a unos 163.605 barriles por día. Vista & Oil fue la segunda productora de *shale oil* en agosto de 2022, y el grueso de su producción lo aportó desde su única área en desarrollo masivo: Bajada del Palo Oeste, alcanzando un total de 29.600 barriles de petróleo *shale* por día. Shell, por su parte, fue la tercera productora de *shale oil* de bloques en desarrollo masivo durante agosto de 2022 y de sus bloques alcanzó un total cercano a los 27.640 barriles de petróleo diarios.

En materia de exportaciones de gas y petróleo desde Vaca Muerta, en los primeros siete meses del 2022, se han superado ventas por U\$S 1.000 millones. En comparación con los ingresos del 2021 representan un salto del 700%. Los altos precios internacionales que alcanzaron valores cercanos a los U\$S 100 el barril de crudo en julio de 2022 y la mayor producción, potenciaron las exportaciones de hidrocarburos de Neuquén. Entre enero y julio de 2022 salieron de Neuquén 9.073.300 barriles de petróleo crudo. En esos meses las exportaciones de gas natural y petróleo sumaron un total de U\$S 1.026, 7 millones, traccionadas con fuerza por los envíos del crudo de la formación *shale*. En el caso del gas natural, durante julio de 2022, se exportaron desde Neuquén 3,16 millones de metros cúbicos por día, con un precio promedio que estuvo cerca de duplicar al valor que se abona por los contratos del Plan Gas.Ar, que fue de U\$S 7,77 por millón de BTU. Estas exportaciones que en julio de 2022 sumaron U\$S 28 millones; provinieron de 6 productoras: Tecpetrol (29%), YPF (25%), TotalEnergies (15%) Pan American Energy (15%), Pampa Energía (10%) y Wintershall DEA (5%). Entre enero y julio, las exportaciones de gas desde Neuquén acumularon 723 MM3/día, un incremento del 720% en relación con el volumen exportado en el mismo período del año 2021.

El avance de la producción en Neuquén resultante de los proyectos en curso, según informes oficiales de la Secretaría de Energía, representó en 2020 un empleo de 9.000 trabajadores activos en el sector energético que en 2022 llegó a 24.000, un 167% más. En términos de producción hidrocarburífera de la provincia de Neuquén, corazón de Vaca Muerta, la producción de petróleo no convencional creció un 103% entre 2020 y 2022 y la de gas del mismo tipo un 52%.

Infraestructura estratégica para la nueva etapa de desarrollo y requerimientos de asistencia financiera por parte de las proveedoras/contratistas y subcontratistas

El crecimiento de la producción de gas y petróleo actual y proyectado, ha impulsado la realización de obras de infraestructura de transporte y almacenamiento, dado que constituyen un limitante a la expansión productiva. En materia de gas, se ha planificado el desarrollo de programas de producción, transporte y procesamiento y licuefacción. Ello implica la construcción de la primera etapa del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner, y junto con ello la suscripción de acuerdos para la construcción de una planta de GNL en sociedad con la compañía estatal malaya Petronas que ha de abastecer el mercado interno, superando la actual importación que ha rozado en 2022 los US\$5.000

millones, y permitirá exportar el GNL en barcos al mundo. Además, se adecúan gasoductos existentes para exportar a Chile los excedentes de gas en primavera verano. El gasoducto Presidente Néstor Kirchner es la obra de transporte de mayor envergadura en la Argentina reciente que une territorios de distintas regiones del país para garantizar el abastecimiento de gas natural a la industria, al consumo y para la exportación a Brasil.

En materia de petróleo, se ha avanzado en la renovación de las concesiones de Oldelval y en la ampliación del oleoducto a cargo de dicho consorcio desde la cuenca Neuquina a Puerto Rosales, y en la renovación de la concesión de Oiltanking-Ebitem, para ampliar la planta de almacenamiento de petróleo crudo de exportación en el mismo puerto. Ello completa el círculo de crecimiento productivo en el *upstream*, con el aumento de la capacidad de transporte, y la construcción de infraestructura para el aprovisionamiento interno y la exportación, A futuro se completará con la construcción de un oleoducto iniciativa de YPF, que, partiendo de Allen, Río Negro, llegará hasta Sierra Grande en la costa atlántica rionegrina donde se proyecta instalar una planta de almacenamiento de crudo para exportación del tipo de la que funciona en Puerto Rosales. El crecimiento industrial y del transporte impulsará nuevos nexos con Cuyo, y la necesidad de ampliar las plantas de refinación regionales y nacionales.

El gasoducto Presidente Néstor Kirchner forma parte del Programa Transport.Ar de la empresa estatal Energía Argentina S.A. (ENARSA). El gobierno argentino convocó a ENARSA para llevar a cabo la licitación de la construcción, planificación y ejecución de la obra producto de una decisión que consolida la presencia estratégica del Estado que permitirá incrementar la capacidad de transporte de gas desde Vaca Muerta hasta los centros de consumo, en la búsqueda del autoabastecimiento energético.

El Programa Transportar AR. puesto en marcha por el Estado argentino es un ejemplo de planificación a corto, mediano y largo plazo, logrando estar a la vanguardia con empresas del sector. Entre los principales objetivos destacan: desarrollar “Vaca Muerta” a gran escala; abastecer gradualmente con gas nacional la demanda argentina, en el sendero al auto abastecimiento y la disminución de las importaciones de GNL y de gas natural, lo que ha de repercutir favorablemente en la balanza comercial y ha de permitir al fisco reducir los gastos que resultan de los subsidios energéticos. Pondrá en valor el Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) para el abastecimiento del Litoral y el Noreste. También permitirá contar con una traza central estratégica, reforzando el suministro al área Gran Buenos Aires y Litoral con gas natural local mediante ampliaciones eficientes, así como el abastecimiento de la Patagonia y de la zona del puerto y la ciudad bonaerense de Bahía Blanca sin necesidad de obras adicionales; exportar a países limítrofes capacidades remanentes de producción de gas natural, e impulsar la industrialización del gas natural (para la obtención de GNL, fertilizantes, topping en las destilerías, producción de metanol, producción petroquímica con el etano, etc.). A los 573 km de la obra troncal, se suman los 80 km del gasoducto Mercedes-Cardales, y los 29 km del circuito de ampliación del gasoducto Neuba II, que forman parte necesaria del proyecto para dar viabilidad a la producción incremental a obtener en Vaca Muerta.

De lo expuesto se concluye que el desarrollo extractivo, industrial y de exportación con base en los recursos no convencionales con que cuenta la Patagonia, y en especial la

formación geológica Vaca Muerta, involucra una compleja cadena productiva integrada por concesionarias nacionales y extranjeras, operadoras, consorcios para el transporte y el almacenamiento, prestadoras de servicios especiales y un número creciente de PyMEs de distintas especialidades y funcionalidad. En el actual ciclo de expansión de áreas y aceleración productiva, y de sustitución de importaciones, ellas requieren financiamiento accesible y continuo para las inversiones que exige la escala y dinámica de la actividad, para su *upgrading* en la cadena de valor, y para reducir las asimetrías entre clientes y proveedores/contratistas y subcontratistas.

Una política de estado para financiar el desarrollo tecnológico de las PyMES de hidrocarburos

El análisis del desenvolvimiento de la cadena de valor de los hidrocarburos en el nuevo escenario energético mundial y su impacto estimula a definir lineamientos para el despliegue de una estrategia pública capaz de promover las capacidades industriales, tecnológicas y logísticas en la trama productiva hidrocarburífera nacional que involucre los territorios de las cuencas. Ella debe enfocarse en el complejo productivo y tecnológico nacional y regional derivado de la actividad energética, en las perspectivas del desarrollo industrial nacional, y en la promoción de las unidades PyMEs que lo integran, a fin de fortalecer sus capacidades operativas, y responder a las demandas del mercado nacional e internacional.

Resulta necesario contar con un instrumento legal que proponga la toma y asignación de recursos específicos que promuevan y acompañen el desarrollo tecnológico e industrial de las proveedoras PyMEs. El sistema energético juega un papel central en el funcionamiento de la economía y la sociedad, en tanto provee un insumo fundamental para el desempeño de los sectores productivos y para la vida cotidiana de los hogares. A su vez, los procesos desde la exploración hasta la venta final de productos y subproductos del petróleo y del gas, están sometidos a continuos cambios tecnológicos que inciden en el trabajo, el empleo, y el ingreso sectorial, y demandan una gestión ambiental sustentable. Además, han estado y están sujetos a ciclos más o menos pronunciados, que se vinculan a los precios de mercado y a la dinámica económica, en el marco de procesos globales y de cambiantes políticas públicas internas.

El sector hidrocarburífero en Argentina fue regulado y gestionado como una actividad esencialmente energética. Por muchas décadas se desarrolló con una estructura empresarial integrada verticalmente y centrada en YPF y Gas del Estado. El proceso industrial que le es inherente y las cadenas de valor de gas y petróleo no fueron objeto de políticas, articulaciones y orientaciones específicas tendientes a su maduración y desarrollo industrial hacia atrás y hacia adelante en los territorios. O en todo caso, ellas fueron intermitentes, focalizadas y no tuvieron la continuidad suficiente como para definir un perfil industrializador, y de desarrollo tecnológico a él asociado. La industrialización del gas, por caso, conformó un complejo petroquímico con fuerte participación extranjera, y bajos niveles de eslabonamiento locales. Desde fines del siglo XX, por la desintegración vertical y privatización de las empresas públicas, las PyMEs nacionales evidenciaron un fuerte acoplamiento a la empresa extranjera que controló el sector, carecieron de financiamiento y estuvieron escasamente integradas a políticas de

promoción industrial. Les fue asignado un rol periférico en las cadenas de valor del gas y el petróleo, y han mostrado una débil articulación con el sistema científico y tecnológico nacional, la innovación, las fuentes de financiamiento y la formación para el empleo.

Las empresas regionales y locales se han desenvuelto en un escenario marcadamente jerárquico mediante transacciones y contratos en situación de mercado. Han sido erráticas las mediaciones de política pública orientadas a su consolidación, a su integración horizontal y a fortalecer su capacidad tecnológica y de negociación con clientes y proveedores, o en el mejor de los casos, ellas fueron puntuales, intermitentes y discontinuas. En los ciclos de caída de los precios internacionales, o de severas fluctuaciones macroeconómicas, suelen ser variable de ajuste pagando gravosas consecuencias en la mayoría de los casos, quedando desfinanciadas, con capacidad instalada ociosa y debiendo operar en un marco de competencia imperfecta, acorde a las condiciones que fijan las concesionarias y operadoras. Cuando acceden a programas nacionales se relacionan individualmente con los efectores, predominando en las aplicaciones relaciones verticales proveedor/cliente, sin generarse estables y densas relaciones horizontales con otros protagonistas y actores de la región.

Al presente, el segmento del *upstream* petrolero y gasífero se caracteriza por la participación líder de YPF que integra diversas unidades en materia de energía renovable y no renovable e industrialización, y responde centralmente en sus decisiones a la política nacional, y de empresas integradas a redes globales de producción y servicios que operan en el espacio económico mundial. Mientras YPF invierte en el desarrollo de conocimiento y la integración productiva local con avances en materia ambiental, éstas generan bienes y servicios de alto valor agregado y desarrollos tecnológicos intensivos, y -en muchos casos- realizan actividades de investigación y desarrollo en centros localizados en sus casas matrices y abastecen a sus filiales con diversas soluciones tecnológicas, e importan conocimiento, involucrando el pago de regalías y patentes que agravan la restricción externa.

En 2012, el Congreso Nacional sancionó la Ley 26.741 de recuperación del 51% de las acciones de YPF, delineando la perspectiva del desarrollo industrial y tecnológico de la cadena de valor de los hidrocarburos (artículo 3, incisos e y f). La puesta en marcha del Programa Sustenta para el desarrollo de proveedores fue la principal expresión. A ello se agregó en 2013 la creación de YPF Tecnología (YTEC), empresa de capitales mixtos con mayoría estatal (YPF-CONICET) para promover tecnologías en el sector energético. Es decir que el ciclo abierto por la deliberada inversión en el sector hidrocarburífero a partir de la segunda década del siglo XXI provocó un proceso de aprendizaje sostenido por parte de la trama productiva localizada en las cuencas, generando importante densidad empresarial con múltiples externalidades junto a una incipiente dinámica tecnológica. En ese marco, las PyMEs han sido un componente central en las cuencas.

Pero entre 2016 y 2019 se impusieron políticas de apertura y desregulación sectorial, de apertura financiera, y de atracción de la inversión extranjera, con importación de insumos y servicios, incluso de equipos y herramientas usadas para la industria petrolera (Decreto N° 629/2017). Agregado a ello, el Decreto N° 566 de agosto de 2019, que estableció el congelamiento de los precios de los combustibles en plena crisis

macroeconómica y fiscal, implicó además la suspensión de los pagos de los subsidios al precio del gas en boca de pozo dispuestos por la Resolución 46/2017, e impuso un freno abrupto a la actividad desarrollada en las cuencas, agravado aún más desde mediados de marzo de 2020 producto del inédito escenario abierto a partir de la pandemia COVID-19.

En la actualidad la política sectorial se encamina a recuperar capacidades nacionales en la estrategia de avanzar hacia el auto abastecimiento energético. En tal sentido, la explotación de reservorios no convencionales de hidrocarburos constituye uno de los ejes vertebradores de la estrategia nacional de desarrollo. Específicamente se impulsa la conformación de un *clúster* (industria, ciencia y tecnología y logística) en torno a la dotación de recursos naturales y su industrialización. El Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales (Decreto N° 892/20 Plan Gas 4) y el Plan Gas 5, constituyen un paso decisivo tendiente a avanzar en la producción y provisión de gas para el consumo interno industrial y familiar. En ese marco, la Resolución N° 317/20 de la Secretaría de Energía (convocatoria y condiciones del Plan Gas 4) en su artículo N° 7 estableció la creación de la "Mesa de Trabajo del Valor Agregado Nacional", con el objetivo de constituir un espacio de colaboración para el seguimiento, control y sanción de lo establecido en el Inciso g) del Artículo 4° del Decreto N° 892/20. El diseño, instrumentación y ejecución de los planes por parte de las empresas productoras habrá de cumplir con el principio de utilización plena y sucesiva, local, regional y nacional y en materia de empleo/provisión directa de bienes y servicios por parte de PyMEs regionales, así como de tecnología y trabajo nacional.

La Mesa Nacional de Agregado de Valor tiene el mérito de reunir un amplio abanico institucional, gremial y empresario a partir de decisiones plasmadas en una normativa específica tendiente a integrar a las empresas regionales/nacionales a la cadena de valor en el contexto de un espacio de concertación de estrategias y acciones concretas públicas y privadas. La integración de esos actores constituye una precondition política fundamental para recuperar autonomía en las decisiones energéticas y alinearlas con la necesaria recuperación del aparato productivo y el empleo, y el ahorro de divisas.

Según lo establecido, el Estado Nacional junto a las provincias y actores de la trama productiva de los hidrocarburos, deberán establecer la línea de base del desarrollo de sector energético e integrar al sector productivo representado por las PyMEs y al complejo de ciencia y tecnología. El proceso requiere el más amplio sentido de integración y complementación institucional, sectorial y territorial, y demanda un financiamiento *ad hoc* que promueva el relanzamiento de ese segmento de empresas que han sido las más afectadas por la crisis 2018/2019 y por la parálisis que impuso la pandemia.

Por su parte, a través de la Resolución N° 770/2022, el día 11 de noviembre la Secretaría de Energía instrumentó avances denominados Ronda 5 del Plan Gas Ar; y convocó a Concurso Público Nacional para: 1) La extensión de los compromisos asumidos por los adjudicatarios en las provincias de Chubut y Santa Cruz en el marco de los procedimientos realizados en la Ronda I (Ronda 5.1) y 2) La presentación de proyectos

de Gas Incremental en las cuencas Austral y Noroeste, bajo la figura de Plan de Actividad Incremental conforme la definición del Punto 4.26 del Anexo del Decreto N° 892/2020, sustituido por el Decreto N° 730/2022, con el objetivo de conseguir volúmenes adicionales de gas natural que refuercen las inyecciones del sistema de transporte en aquellos puntos donde exista capacidad disponible (Ronda 5.2). Ello involucra otras cuencas además de la Neuquina y requiere el desarrollo tecnológico de proveedores.

Novedades en la política de desarrollo de proveedores PyMEs en hidrocarburos

En función de lo anterior, y como parte de las políticas sectoriales en relación al petróleo y gas, el Ministerio de Economía de la Nación a través de la Secretaría de Desarrollo Productivo y el Banco de la Nación Argentina han puesto en marcha las iniciativas de crédito CREA y Prodepro orientadas a proveedores que integran la cadena de valor de los hidrocarburos, entre otras, las líneas de crédito del Banco Nación y las acciones de desarrollo para PyMEs regionales. Ellas constituyen una política pública de gran trascendencia para la expansión y consolidación distintas ramas del sector industrial y de los derivados de los recursos naturales como el de los hidrocarburos en el actual ciclo de desarrollo. Operarán como estímulo a la expansión y densificación del tejido productivo y de servicios, a la articulación virtuosa entre clientes y proveedores, y a la mejora de las ecuaciones económicas de las distintas ramas de actividad involucradas, y del balance de divisas para el sector y el país. La implementación de la política de asistencia financiera a las empresas PyMEs proveedoras de bienes y servicios que integran la cadena de valor de los hidrocarburos, en particular las regionales, es estratégica, dado que ellas requieren de fondos accesibles para desplegar las inversiones que el actual ciclo de expansión y cambio tecnológico plantean al sector.

Las condiciones de devolución, deben ser en plazos compatibles con su evolución, y con el desarrollo a gran escala de las operadoras en las distintas cuencas productivas. Como política de estado debe garantizarse su continuidad por ley a fin de disponer de los recursos en cada ejercicio, los que han de ser previstos en el Presupuesto nacional.

Las PyMEs de la actividad en el rubro demandan de políticas específicas, reconociendo la incidencia en su desenvolvimiento de la geopolítica, los mercados y los ciclos de precios internacionales de los hidrocarburos; de la macroeconomía y la complejidad del acceso al financiamiento en pesos y en moneda extranjera; y de la envergadura de las inversiones, los costos hundidos y los cambios técnico organizativos, corporativos y contractuales. El desarrollo productivo reciente de Vaca Muerta a partir de las inversiones en los yacimientos no convencionales multiplica la creación de empresas que conforman el denso y diverso tejido productivo de los hidrocarburos, y los servicios y empleos directos e indirectos asociados. Ello se concreta al tiempo que el sector se ha transformado en su estructura y dinámica. YPF viene siendo protagonista central de esos cambios junto a otras compañías nacionales y extranjeras con grandes logros en materia de innovaciones técnicas y de desarrollo de conocimiento, de instalaciones, y de aumentos de producción y comercialización de gas y petróleo, lo que le otorga un lugar destacado a nivel internacional.

La asistencia financiera recientemente dispuesta se orienta a proveedoras locales y regionales que proyectan invertir en recursos para participar en desarrollos exploratorios, tecnológicos, productivos, de transporte y procesamiento, y de obras y servicios. El Plan Gas Ar y el desarrollo de nuevas áreas en petróleo, la sustitución de importaciones, las obras de infraestructura en curso para el transporte de la creciente producción a refinerías y bases exportadoras, la futura planta de licuefacción, la de almacenamiento de crudo para exportación, y la incorporación de las innovaciones asociadas a la Industria 4.0, demandan el desarrollo de proveedores certificados en las normas que dispone la industria. Para sus inversiones requieren de asistencia financiera oportuna y accesible orientada a capital fijo y de trabajo, en plazos y condiciones que permitan la obtención de razonables retornos. La complejidad que supone la emergencia y la consolidación de los proveedores señala la conveniencia de que estas políticas se prorroguen en el tiempo y cuenten con los recursos financieros, de crédito fiscal y asistencia técnica que garanticen los desarrollos articulados en la cadena productiva y en los territorios de las cuencas a lo largo de las próximas décadas. A partir de los nuevos programas a implementar, las PyMEs proveedoras del sector han de contar con apoyo del Estado nacional enmarcado en una política integral de desarrollo productivo, industrial y exportador.

Una excelente noticia en tiempos en que se baten records en productividad y en producción en Vaca Muerta, en un escenario mundial y regional de nuevas oportunidades, habiendo superado las dificultades extremas de los tiempos de la pandemia y de las políticas volátiles que afectaron el ritmo de concreción de los proyectos y operaciones. En esta etapa, los logros de YPF en el desarrollo energético, y de todas las compañías operadoras y sus proveedoras de bienes y servicios, constituyen la base de un crecimiento sectorial que ha de movilizar a la industria, y de desarrollos territoriales que posicionan a Argentina como región con especialización energética con presente y futuro.

Para ello es clave apuntalar a nivel micro y meso el desenvolvimiento de las PyMEs que son grandes generadoras de empleo y de gasto local, fortalecer vínculos asociativos y relaciones contractuales sustentables, y potenciar la formación continua del personal en las especialidades que las actividades demandan. La inyección de fondos públicos y privados, marcos regulatorios estables, la vinculación tecnológica, los emprendimientos asociados de pequeña y gran escala y los acuerdos nacionales e internacionales de inversión e intercambio, conforman un ambiente propicio para la captación de más fondos en los mercados de capitales y para el crecimiento de la inversión, el empleo, la producción y los ingresos. Dicho desenvolvimiento ha de traer consigo mayor eficiencia operativa, mejores resultados en relación al medio ambiente y la macroeconomía, y el bienestar que la mayoría de la población regional aspira.

La actual coyuntura es propicia para repensar estrategias, modalidades e instrumentos de intervención; en particular, la problemática derivada de las dificultades en el acceso al financiamiento por parte de las firmas del segmento PYME, y el costo al que acceden, en caso de poder hacerlo, resulta un factor crítico en la trama productiva de las cuencas. De ese modo, la creación de un fondo específico para fomentar y asistir a las PyMEs

regionales en la ampliación de sus capacidades, en la mejora de las condiciones de competitividad y desarrollo y en el acceso a recursos tecnológicos con posible aplicación industrial o a los servicios, representa uno de los principales objetivos de la creación de dicho instrumento. El enfoque de desarrollo de proveedores en la cadena de valor debe dar lugar a perspectivas más amplias y comprensivas centradas en el desarrollo de capacidades industriales y procesos de aprendizaje tecnológico por parte de las proveedoras PyMEs de servicios, componentes e insumos, y debe reimpulsar la ingeniería nacional de alto nivel, su efecto multiplicador y el ahorro de divisas.

La persistente y arraigada perspectiva sectorial de los procesos productivos debiera complementarse con la perspectiva territorial, descentralizando y federalizando las capacidades de los organismos del sistema público nacional de innovación y financieros. Corresponde articular la estructura productiva regional a través de las PyMEs con el sistema público en el campo tecnológico e industrial y avanzar en la unificación concertada de las fuentes de financiamiento existentes en organismos públicos nacionales y provinciales. Ello en atención al desarrollo de capacidades industriales mediante la promoción, financiamiento, transferencia tecnológica y asistencia para proyectos de ingeniería de diseño, procesos y fabricación de bienes de capital; servicios y logística. La posibilidad de sustituir bienes e insumos importados está presente en la totalidad de los eslabones de las cadenas de valor del gas y el petróleo. Y el componente de bienes de capital constituye un factor clave que incide de forma transversal en la productividad de todas las actividades y empleos y en el alivio de la restricción externa.

Estos procesos no se resuelven en la coyuntura. Requieren tiempos de maduración y acciones sistemáticas y continuas en la dirección propuesta. El ciclo abierto por YPF desde 2011 orientado a la reinversión de utilidades en las cuencas y el consiguiente intento de integrar y fortalecer las tramas productivas locales, viene generando aprendizajes fundamentales que será necesario poner en valor y a la vez replantear estratégicamente la perspectiva de la autonomía energética y el desarrollo industrial y tecnológico de la cadena de valor del gas y el petróleo. La distribución de la renta energética tendrá que combinar la disponibilidad de divisas por parte de las compañías con el desarrollo tecnológico nacional y local en empresas y universidades. Los aspectos instrumentales, operativos y en general, la capacidad de gestión que se logre reunir, revisten singular importancia a la hora de materializar los objetivos expuestos.

La necesidad de un marco legal específico que garantice continuidad al financiamiento para el desarrollo tecnológico de las PyMEs de hidrocarburos

Hoy YPF es la nave insignia de Vaca Muerta. La compañía buscará llegar a un nivel de inversión de U\$S 5.200 millones para todos sus activos. En Vaca Muerta, se espera incrementar la inyección de fondos entre un 20 y un 25% en comparación con 2022. El plan de acción de la compañía para 2023 comienza con la exportación de petróleo. Hasta el momento las obras que se realizaron han tenido como destino abastecer el mercado argentino y, en el mejor de los casos, obtener saldos exportables, pero la nueva etapa tiene a YPF liderando cuatro proyectos clave de infraestructura pensados en vender el petróleo y el gas de Vaca Muerta al resto del mundo. Ellos requieren de la movilización y el *upgrading* de numerosas y diversas firmas en los distintos eslabones

de las cadenas de valor, convocan a la industria y demandan la consolidación y creación de PyMEs proveedoras. Desde mayo del presente año los avances en infraestructura de transporte permitirán que el *shale oil* empiece a llegar directamente a Chile. El plan comienza con el petróleo gracias al contexto global de altos precios y su más fácil exportación. La agenda incluye un sistema de transporte con tres oleoductos: Otasa, Vaca Muerta Norte y Vaca Muerta Sur, lo que permitirá una rápida monetización de la producción que oxigena financieramente a la compañía y estimula otras etapas expansivas y proyectos diversos en la transición energética.

El primer desarrollo en la actual agenda de YPF es la reactivación del Oleoducto Trasandino (Otasa), una línea que se usó por última vez en febrero de 2006 y que desde el año pasado está en pleno proceso de mantenimiento para su reactivación. El oleoducto conecta el norte de Neuquén y Vaca Muerta, en Puesto Hernández, con Talcahuano en Chile en donde una de las socias del sistema (la tercera socia es Chevron), la chilena Enap tiene una refinería. Esta línea transportará en un primer momento 50.000 barriles de petróleo por día.

La segunda obra clave de infraestructura de transporte de YPF se pondría en marcha en septiembre de 2023. Se trata del oleoducto Vaca Muerta Norte El gasoducto comenzó a construirse íntegramente con fondos de YPF a mediados del 2022. Este ducto parte de la zona caliente de Vaca Muerta, del bloque La Amarga Chica que opera YPF junto a la malaya Petronas y tiene una extensión de unos 150 kilómetros hacia el norte. Podrá transportar hasta 25.000 metros cúbicos, unos 160.000 barriles de petróleo por día, hasta el nodo de Puesto Hernández en donde se vinculan tanto con la línea de exportación a Chile, Otasa, como con la que conduce a la refinería mendocina de Luján de Cuyo. Este ducto demandó una inversión de más de U\$S 250 millones y transportará producción de YPF y de otras firmas que se sumen a los envíos. Con el Vaca Muerta Norte se podrán exportar hasta 70.000 barriles en septiembre, entre propios y de los socios, que es lo que puede tomar la refinería.

El tercero de los planes de desarrollo a iniciar por la compañía antes de fin de año para potenciar las exportaciones de la formación *shale* implica una inversión cercana a los U\$S 2.500 millones. Es el oleoducto Vaca Muerta Sur. El plan termina con un gran puerto exportador sobre la costa atlántica norpatagónica. Vaca Muerta Sur es un proyecto planteado en dos fases: una hasta Allen que se conecta a la red de Oldelval liberando capacidad de transporte, y la segunda desde Allen a la costa con la construcción de la terminal con planta de almacenamiento y la monoboia. A comienzos de 2024 darán inicio las obras para el primer tramo, de modo de que su puesta en marcha pueda ser a principios del 2026. Al presente, la empresa se encuentra realizando los estudios de impacto ambiental y social del plan que prevé un recorrido de casi 700 kilómetros hasta la zona costera de Punta Colorada, próxima a la localidad de Sierra Grande en Río Negro, con un ducto con una capacidad de transporte de 360.000 barriles. El plan completo implica una inversión de cerca de U\$S 2.500 millones. La iniciativa será abierta a empresas interesadas en sumarse, en un sistema que será gerenciado por YPF. El objetivo de la firma es que el puerto sea no solo el más grande del país abocado a la exportación de petróleo, sino incluso uno de los más grandes de

Sudamérica, aprovechando el calado natural de la zona costera, que es mayor al de Puerto Rosales.

El cuarto y último proyecto del plan exportador de Vaca Muerta tiene que ver con el enorme potencial de la formación no convencional y que es el gas natural. Se trata de la construcción de un gran gasoducto desde Vaca Muerta hasta la zona de Bahía Blanca donde se montará una planta para licuar el gas y exportarlo como gas natural licuado (GNL). Esta iniciativa parte del memorándum firmado con la compañía estatal malaya Petronas, que según se proyecta tras la aprobación de la esperada ley de GNL en el Congreso se abrirá a más empresas interesadas en sumarse al plan que tiene una inversión inicial estimada en U\$S 10.000 millones y un máximo previsto de hasta U\$S 40.000 millones. El proyecto comprende tres ejes nodales. El primero es la construcción de un gran gasoducto que una Vaca Muerta con Bahía Blanca. Estaría dedicado exclusivamente al proyecto exportador sin vincularse con las redes nacionales. Cuando la planta esté en marcha hasta el 10% de la producción de GNL se puede dedicar al mercado local a precios de mercado, según proyecta YPF. Un segundo eje es la construcción de una planta de licuefacción con una capacidad inicial para elaborar al menos 5 millones de toneladas de GNL al año en su inicio y hasta 25 millones de toneladas en su máximo desarrollo. Y como paso imprescindible para completar el plan está el eje del mismo que es ampliar la producción. Para el proyecto hay que producir 100 millones de metros cúbicos de gas más por día. Este proyecto es una inversión gigantesca que tiene que durar de 35 a 40 años; hay que incrementar la productividad y escala y ser competitivos en costos.

En el contexto señalado, la creación del Fondo Fiduciario por ley alimentado con los ingresos de un porcentaje de las retenciones a las exportaciones sectoriales, como se plantea en el presente Proyecto, a fin de que garantice continuidad a las políticas de financiamiento en curso, contribuye a plantear alternativas específicas para el desarrollo tecnológico de las empresas regionales localizadas en las cuencas hidrocarburíferas tendientes a generar capacidades industriales a partir de la articulación entre organismos nacionales y provinciales, empresas, cámaras, sindicatos, universidades y centros de investigación y desarrollo. Tal financiamiento para las PyMEs de las tramas productivas territoriales debe guardar correlato con el amplio abanico de beneficios y recursos dispuestos por el Estado Nacional, orientado a la promoción de las exportaciones hidrocarburíferas y a la obtención de divisas a partir de ellas.

Como un criterio general, sostenible y razonable, el financiamiento del Fideicomiso debe provenir, mayormente, de los recursos que generen las exportaciones de hidrocarburos a partir de los amplios beneficios y ventajas concedidas a las concesionarias en el marco de la legislación vigente de promoción de inversiones hidrocarburíferas. Todo ello, con el objeto de financiar mediante diferentes mecanismos, la innovación y el escalamiento de proyectos y de las capacidades industriales de las firmas proveedoras de bienes y servicios de menor dimensión en términos de capital y personal ocupado, a fin de mejorar su inserción en las cadenas de valor de los hidrocarburos.

Concluyendo, en función de la potencialidad productiva y tecnológica, así como de las posibilidades industriales y de exportación de los recursos obtenidos y obtenibles en las

cuencas petroleras, el instrumento legal presentado inspirado en el criterio de equidad en la distribución de la renta entre firmas y territorios, se aspira sirva para el desarrollo empresario, del conocimiento y su aplicación virtuosa, y para la mejora de la sustentabilidad ambiental y del empleo regional, con sentido federal y de soberanía nacional.

Por los fundamentos y criterios expuestos en relación al Proyecto, solicito el acompañamiento de mis pares.

Diputada nacional Susana Graciela Landriscini. Frente de Todos Río Negro